

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2019 DAS  
EMPRESAS REGULADAS DO  
SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2018

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRESSUPOSTOS</b> .....	<b>5</b>
2.1	Variáveis monetárias .....	5
2.2	Custos de aquisição de energia elétrica .....	16
<b>3</b>	<b>SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2019</b> .....	<b>35</b>
3.1	Proveitos a recuperar .....	35
3.2	Síntese dos ajustamentos de 2017 e de 2018 .....	36
3.2.1	Ajustamentos de 2017.....	36
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2018 .....	42
<b>4</b>	<b>DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2017</b> .....	<b>45</b>
4.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE) .....	45
4.1.1	Proveitos permitidos .....	45
4.1.2	Ajustamentos.....	50
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT.....	68
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema.....	68
4.2.1.1	Proveitos permitidos .....	69
4.2.1.2	Ajustamentos.....	80
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	88
4.2.2.1	Proveitos permitidos .....	89
4.2.2.2	Ajustamentos.....	96
4.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador .....	104
4.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	106
4.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	107
4.4.1.1	Proveitos permitidos .....	107
4.4.1.2	Ajustamentos.....	130
4.4.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	136
4.4.2.1	Proveitos permitidos .....	136
4.4.2.2	Ajustamentos.....	142
4.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso .....	157
4.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica .....	158
4.5.1.1	Proveitos permitidos .....	158
4.5.1.2	Ajustamentos.....	166
4.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	178
4.5.2.1	Proveitos permitidos .....	178
4.5.3	Atividade de Comercialização.....	179
4.5.3.1	Proveitos permitidos .....	179
4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores.....	182

4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	183
4.6.1.1	Proveitos permitidos .....	184
4.6.1.2	Ajustamentos .....	192
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	204
4.6.2.1	Proveitos permitidos .....	204
4.6.2.2	Ajustamentos .....	207
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	213
4.6.3.1	Proveitos permitidos .....	214
4.6.3.2	Ajustamentos .....	216
4.6.4	Proveitos Permitidos à EDA para 2019 .....	221
4.6.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores .....	224
4.7	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira .....	226
4.7.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	227
4.7.1.1	Proveitos permitidos .....	227
4.7.1.2	Ajustamentos .....	232
4.7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	243
4.7.2.1	Proveitos permitidos .....	243
4.7.2.2	Ajustamentos .....	246
4.7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	252
4.7.3.1	Proveitos permitidos .....	253
4.7.3.2	Ajustamentos .....	254
4.7.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2019 .....	259
4.7.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira .....	262
<b>5</b>	<b>ANÁLISES COMPLEMENTARES.....</b>	<b>265</b>
5.1	Preços de transferência .....	265
5.1.1	Enquadramento .....	265
5.1.2	Impacte da análise aos Preços de Transferência em Tarifas 2019.....	266
5.2	Custos de referência para o Comercializador de Último Recurso .....	267
5.2.1	Enquadramento .....	267
5.2.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia .....	269
5.2.1	Metodologia de aferição dos custos de referência .....	276
5.2.1.1	Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica.....	277
5.2.1.2	Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” .....	278
5.2.1.3	Análise dos Resultados .....	280
5.3	Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.....	284
5.3.1	Enquadramento .....	284
5.3.2	Análise .....	284
5.4	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas.....	298
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>303</b>
6.1	Previsão da procura.....	303

6.2	Desvios da procura .....	305
<b>7</b>	<b>INFORMAÇÃO RECEBIDA.....</b>	<b>311</b>
	<b>ANEXO I - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES.....</b>	<b>313</b>
	<b>ANEXO II - FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL POR PRODUTOR.....</b>	<b>315</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1	- Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 2 anos da República Portuguesa.....	7
Figura 2-2	- Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 semana e 12 meses.....	9
Figura 2-3	- Taxa <i>refi</i> e inflação Zona Euro.....	10
Figura 2-4	- <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos de Portugal, Alemanha, França e Irlanda.....	11
Figura 2-5	- <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos de Portugal, Euribor a 12 meses e <i>yields</i> de obrigações de maturidades entre 1 e 4 anos de EDP e REN .....	12
Figura 2-6	- Preços médios do mercado diário em Portugal.....	16
Figura 2-7	- Preços médios do mercado diário em Espanha.....	17
Figura 2-8	- Diferencial de preço entre Portugal e Espanha .....	18
Figura 2-9	- Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha .....	19
Figura 2-10	- Diferencial de preços entre Espanha e França .....	20
Figura 2-11	- Capacidade de interligação entre Espanha e França .....	21
Figura 2-12	- Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha.....	22
Figura 2-13	- Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França .....	23
Figura 2-14	- Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros.....	24
Figura 2-15	- Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	25
Figura 2-16	- Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	26
Figura 2-17	- Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia .....	27
Figura 2-18	- Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal .....	28
Figura 2-19	- Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014.....	29
Figura 2-20	- Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2019 .....	30
Figura 2-21	- Evolução preço carvão API#2 CIF ARA (índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton) .....	31
Figura 2-22	- Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo ( <i>Brent</i> ) e do gás natural (NBP) nos mercados <i>spot</i> (base 100=Jan/2011) .....	32
Figura 2-23	- Evolução preço licenças de emissão CO <sub>2</sub> (EUAs) .....	33

Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português .....	55
Figura 4-2 – Desvio do <i>mark-up</i> das centrais com CAE previsto para 2017 face ao ocorrido.....	56
Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2017 .....	58
Figura 4-4 – Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (cheias, ponta e vazio) e para todas as horas (base), em 2017 Média aritmética mensal .....	61
Figura 4-5 – Receita unitária nos diferentes referenciais de contratação para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2017 Média mensal ponderada por volume negociado.....	62
Figura 4-6 - Desvios em 2018 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE .....	67
Figura 4-7 - Quantidades produzidas previstas e estimadas.....	67
Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema .....	69
Figura 4-9 – Evolução do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.....	93
Figura 4-10 - Compensação entre TSO .....	101
Figura 4-11 - Evolução da taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT .....	103
Figura 4-12 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	149
Figura 4-13 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída..	151
Figura 4-14 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	153
Figura 4-15 – Montantes do incentivo à continuidade de serviço.....	157
Figura 4-16 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia .....	162
Figura 4-17 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia .....	164
Figura 4-18 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE .....	165
Figura 4-19 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	184
Figura 4-20 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos .....	186
Figura 4-21 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	192
Figura 4-22 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	194
Figura 23 – Cotação das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> em mercado secundário (EEX), 2017.....	198
Figura 24 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO <sub>2</sub> na RAA, 2017 .....	199
Figura 4-25 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	206
Figura 4-26 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	210
Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	216
Figura 4-28 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE .....	219
Figura 4-29 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2019.....	226

Figura 4-30 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM .....	232
Figura 4-31 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	234
Figura 32 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO <sub>2</sub> na RAM, 2017 .....	239
Figura 4-33 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM .....	245
Figura 4-34- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	249
Figura 4-35 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM .....	254
Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE .....	257
Figura 4-37 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM.....	263
Figura 5-1 – Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE.....	268
Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	272
Figura 5-3 - Análise DEA aplicada aos Clusters.....	283
Figura 5-4- Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR, em 2016 e 2017 .....	285
Figura 5-5 - Preços médios de mercado mensais, de 2013 a 2017.....	287
Figura 5-6 - Preços médios de mercado por hora, de 2013 a 2017 .....	289
Figura 5-7 - Consumos do CUR em 2016 e 2017 por períodos (I, II, III e IV) .....	291
Figura 5-8 - Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio anual do mercado e custo médio anual de aquisição do CUR, entre 2015 e 2017.....	293
Figura 5-9 - Desvios de consumos do CUR e por hora, de 2015 e 2017 .....	295
Figura 5-10 - Desvios totais de consumos do CUR, em 2016 e 2017 .....	296
Figura 5-11 – Evolução dos desvios totais de consumo anuais do CUR, desde 2012 .....	296
Figura 5-12 - Custos totais com banda de regulação e resolução de restrições técnicas imputadas ao CUR, em 2016 e 2017 .....	297
Figura 5-13 – Evolução dos desvios totais de consumo anuais do CUR, desde 2012 .....	298
Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	304

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB.....	6
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB.....	6
Quadro 2-3 – Taxa de remuneração para 2017 .....	13
Quadro 2-4 – Taxa de remuneração estimadas para 2018 e 2019 .....	14
Quadro 2-5 - Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	15
Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	34
Quadro 3-1 - Proveitos permitidos em 2019 por atividade no Continente .....	35
Quadro 3-2 - Proveitos permitidos das Regiões Autónomas .....	36
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2017 a refletir em 2019, no Continente .....	38
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2017 a refletir em 2019, nas Regiões Autónomas.....	41
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2018 a refletir em 2019, no Continente .....	43
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2018 a refletir em 2019, nas Regiões Autónomas .....	44
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2019.....	47
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2019.....	49
Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	50
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2017 .....	51
Quadro 4-5 – Desvios em 2017 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.....	52
Quadro 4-6 – Desvios em 2017 da produção das centrais com CAE .....	53
Quadro 4-7 – Desvios em 2017 do custo variável unitário de produção (sem CO <sub>2</sub> ) das centrais com CAE.....	53
Quadro 4-8 – Desvios em 2017 dos encargos unitários com licenças de CO <sub>2</sub> das centrais com CAE .....	54
Quadro 4-9 – Desvios em 2017 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE.....	54
Quadro 4-10 – Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado, em 2017 .....	60
Quadro 4-11 – Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2017.....	63
Quadro 4-12 – Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2017 .....	63
Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2018.....	64
Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2018.....	65



Quadro 4-15 – Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2018 .....	66
Quadro 4-16 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autônomas .....	71
Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas .....	74
Quadro 4-18 - Montantes dos incentivos à garantia de potência e respetiva repercussão nos proveitos permitidos, desagregado por central.....	75
Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema .....	79
Quadro 4-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2017.....	81
Quadro 4-21 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	82
Quadro 4-22 - Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS .....	84
Quadro 4-23 - Resumo ajustamento PPEC t-2 .....	86
Quadro 4-24 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autônomas, pago durante o ano t-1 .....	87
Quadro 4-25 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2018 da GGS.....	88
Quadro 4-26 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2018 e 2019.....	91
Quadro 4-27 – Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.....	92
Quadro 4-28 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas.....	94
Quadro 4-29 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	95
Quadro 4-30 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2017 .....	97
Quadro 4-31 - Custos de exploração e custos incrementais da atividade de TEE.....	98
Quadro 4-32 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2019 .....	99
Quadro 4-33 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2017 .....	100
Quadro 4-34 - Custos de natureza ambiental.....	102
Quadro 4-35 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2018 da TEE.....	104
Quadro 4-36 - Proveitos permitidos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador .....	106
Quadro 4-37 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial .....	109
Quadro 4-38 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2019 .....	111
Quadro 4-39 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2015 a 2019 nos proveitos permitidos de 2019 a 2023.....	111
Quadro 4-40 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	119
Quadro 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2019 pelos produtores em regime ordinário .....	123

Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2019 .....	127
Quadro 4-43 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos em tarifas .....	128
Quadro 4-44 – Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas .....	128
Quadro 4-45 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	129
Quadro 4-46 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	131
Quadro 4-47 - Ajustamento da Tarifa Social de 2017 .....	132
Quadro 4-48 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2017 por produtores em regime ordinário .....	133
Quadro 4-49 - Ajustamento da Tarifa Social de 2018 .....	134
Quadro 4-50 - Desagregação do ajustamento em 2018 da Tarifa Social por empresa.....	135
Quadro 4-51 - Custos com plano de reestruturação de efetivos.....	138
Quadro 4-52 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos.....	138
Quadro 4-53 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	141
Quadro 4-54 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	143
Quadro 4-55 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	145
Quadro 4-56 - Evolução dos indutores de custos no OPEX.....	146
Quadro 4-57 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2018 da DEE em AT/MT.....	147
Quadro 4-58 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.....	150
Quadro 4-59 - Concretização dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.....	150
Quadro 4-60 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2015-2017 .....	152
Quadro 4-61- Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria de qualidade de serviço em vigor para 2017.....	154
Quadro 4-62 - Valores dos parâmetros da Componente 2 do incentivo de qualidade de serviço em vigor para 2017.....	155
Quadro 4-63 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2017 .....	156
Quadro 4-64 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura .....	159
Quadro 4-65 – Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE.....	160
Quadro 4-66 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC....	166
Quadro 4-67 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	167
Quadro 4-68 - Desvios custos da PRE .....	168
Quadro 4-69 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial .....	170

Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes .....	171
Quadro 4-71 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR .....	172
Quadro 4-72 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2017 .....	172
Quadro 4-73 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 .....	174
Quadro 4-74 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura.....	175
Quadro 4-75 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial.....	176
Quadro 4-76 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes .....	178
Quadro 4-77 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	179
Quadro 4-78 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização .....	180
Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização .....	182
Quadro 4-80 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA .....	184
Quadro 4-81 - Custo unitário dos combustíveis .....	185
Quadro 4-82 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2019.....	187
Quadro 4-83 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2019 .....	188
Quadro 4-84 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente .....	188
Quadro 4-85 - Custos da energia elétrica adquirida .....	189
Quadro 4-86 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE .....	190
Quadro 4-87 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	191
Quadro 4-88 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	193
Quadro 4-89 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA.....	195
Quadro 4-90 - Custos com combustíveis previstos e verificados.....	195
Quadro 4-91 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais .....	196
Quadro 4-92 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas .....	197
Quadro 4-93 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais .....	197
Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas .....	200
Quadro 4-95 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	201

Quadro 4-96 - Ajustamento da tarifa social.....	202
Quadro 4-97 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	203
Quadro 4-98 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	204
Quadro 4-99 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	205
Quadro 4-100 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	209
Quadro 4-101 - Energia entregue pelas redes da distribuição.....	211
Quadro 4-102 - Número médio de clientes.....	211
Quadro 4-103 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	212
Quadro 4-104 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	213
Quadro 4-105 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	215
Quadro 4-106 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	218
Quadro 4-107 - Número médio de clientes.....	220
Quadro 4-108 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	221
Quadro 4-109 - Proveitos permitidos à EDA para 2019.....	221
Quadro 4-110 - Proveitos permitidos à EDA, para 2019, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1.....	222
Quadro 4-111 - Proveitos permitidos em 2017 e ajustamentos em 2019, na RAA.....	223
Quadro 4-112 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	225
Quadro 4-113 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2019.....	228
Quadro 4-114 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2019.....	229
Quadro 4-115 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2019.....	229
Quadro 4-116 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2019.....	230
Quadro 4-117 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	231
Quadro 4-118 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	233
Quadro 4-119 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM.....	235
Quadro 4-120 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM.....	235
Quadro 4-121 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM.....	236
Quadro 4-122 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2017 previstos e ocorridos.....	236
Quadro 4-123 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2017.....	237
Quadro 4-124 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2017.....	237

Quadro 4-125 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2017.....	238
Quadro 4-126 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	240
Quadro 4-127 – Ajustamento da tarifa social.....	241
Quadro 4-128 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	242
Quadro 4-129 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	243
Quadro 4-130 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	244
Quadro 4-131 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	248
Quadro 4-132 - Energia entregue pelas redes de distribuição.....	250
Quadro 4-133 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	251
Quadro 4-134 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	252
Quadro 4-135 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM.....	253
Quadro 4-136 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	256
Quadro 4-137 - Número médio de clientes.....	257
Quadro 4-138 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	258
Quadro 4-139 - Proveitos permitidos da EEM.....	259
Quadro 4-140 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2.....	260
Quadro 4-141 – Ajustamento da EEM em 2017.....	261
Quadro 4-142 - Custo com a convergência tarifária na RAM.....	262
Quadro 5-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2017.....	270
Quadro 5-2 – Análise descritiva por categoria de dimensão.....	272
Quadro 5-3 – Análise descritiva por Setor de Atividade.....	274
Quadro 5-4 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório.....	275
Quadro 5-5 – Análise descritiva relativamente à Inserção em Grupo Económico.....	276
Quadro 5-6 - Estatística descritivas.....	281
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão.....	306
Quadro 6-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição.....	306
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	308
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM.....	309



## 1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2019 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor<sup>1</sup>.

Os parâmetros e metodologias regulatórias aplicados no cálculo dos proveitos permitidos de 2019 são explanados no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

A definição dos proveitos para o ano de tarifas assenta no cálculo dos proveitos permitidos para esse ano, com base em previsões para a evolução da atividade, e no cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos dois anos anteriores. O cálculo e a análise dos fatores que justificam esses ajustamentos, relativos a 2017 e 2018, encontram-se neste documento ao nível de cada atividade regulada.

O apuramento dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos operadores é um processo essencial do cálculo tarifário. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas reflitam os objetivos pretendidos aquando da definição das tarifas e cumpram o definido no Regulamento Tarifário. Para o presente processo tarifário, são analisados os dados reais com impacte no cálculo dos proveitos permitidos de 2017, os valores estimados para os custos com impacte nos proveitos permitidos de 2018 e as previsões das empresas para o ano de 2019.

Relativamente a 2017, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN, REN Trading, EDP Distribuição, EDP SU, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2017. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade. De uma forma sucinta, os ajustamentos correspondem à diferença entre os proveitos permitidos definidos para uma atividade e os montantes recuperados pela empresa por aplicação da respetiva tarifa. Valores elevados de ajustamentos podem significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa ou ii) nas variáveis de faturação que compõem a respetiva tarifa.

No que se refere a 2018, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último

---

<sup>1</sup> O Regulamento Tarifário constante do Regulamento n.º 619/2017, de 23 de novembro de 2017, publicado em Diário da República, 2.ª série – n.º 241, de 18 de dezembro de 2017.

Recurso, bem como os ajustamentos provisórios do CAPEX<sup>2</sup> das atividades de Gestão Global do Sistema, Transporte de Energia Elétrica, Distribuição de Energia Elétrica, no Continente e das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Todas as referências a artigos, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento, bem como a atualização financeira estão de acordo com RT em vigor, com exceção dos ajustamentos de 2017 que estão de acordo com o RT na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro.

Os proveitos permitidos são apresentados nos capítulos 3 e 4 do presente documento por atividade regulada das seguintes entidades:

- Agente Comercial - REN Trading, SA;
- Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) – ADENE - Agência para a Energia;
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) – REN, SA;
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) – EDP Distribuição, SA;
- Comercializador de último recurso – EDP Serviço Universal, SA;
- Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores – EDA, SA;
- Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira – EEM, SA.

No que diz respeito às previsões, em que assentam os proveitos permitidos, estas têm subjacentes as projeções efetuadas à data para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2019, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020. Os principais fatores exógenos, cujas evoluções previstas condicionam os proveitos permitidos, são a procura de energia elétrica, analisada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2019”, os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas, assim como o contexto macroeconómico. Os aspetos mais relevantes desses vetores são apresentados nos capítulos 2 e 6 deste documento. No exercício de definição dos proveitos permitidos, são igualmente consideradas as previsões das empresas para os seus custos de investimentos e de exploração, sendo esta

---

<sup>2</sup> *Capital expenditure*, de um modo geral correspondem aos custos com capital, isto é, à remuneração do investimento acrescida da amortização.



análise efetuada à luz das metodologias regulatórias estabelecidas para cada atividade e dos parâmetros em vigor.

O documento incorpora, igualmente, no capítulo 5, análises complementares efetuadas em variáveis críticas das atividades sujeitas à regulação. A autonomização dessas análises num capítulo individualizado justifica-se porque as suas conclusões podem ter impactos transversais no processo de definição dos proveitos permitidos, como são os casos da análise aos preços de transferência das operações intragrupo e a definição do cálculo das contrapartidas aos municípios das Regiões Autónomas pela utilização do domínio municipal pelas redes em BT, ou ainda porque a legislação em vigor refere, expressamente, que as variáveis em causa devem ser definidas ou analisadas pela ERSE, como sucede com os custos de referência da atividade de comercialização e com a aquisição de energia pelo CUR para fornecimentos aos seus clientes.

No final do documento, no capítulo 7, é feita uma avaliação da informação recebida por parte das empresas reguladas para cálculo dos proveitos permitidos, no que se refere à sua qualidade e aos prazos de envio. Importa sublinhar que as empresas reguladas têm obrigações de prestação de informação que estão consagradas na lei e na regulamentação da ERSE. A prestação de informação correta e dentro dos prazos definidos regulamentarmente é uma etapa essencial no processo de cálculo de proveitos, permitindo à ERSE ter o conforto necessário para a sua boa execução.



## 2 PRESSUPOSTOS

### 2.1 VARIÁVEIS MONETÁRIAS

Os valores dos proveitos permitidos para 2019 para as atividades das empresas reguladas são calculados com base em pressupostos definidos para um conjunto de variáveis, entre as quais, para além da procura de energia elétrica analisada no documento "Caracterização da procura de energia elétrica em 2019", destacam-se as seguintes pelo seu impacte no nível de proveitos:

- Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB;
- Taxas de juro e *spreads*;
- Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR.

#### TAXA DE INFLAÇÃO

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada. Trata-se de um indicador de periodicidade anual que integra os preços de todos os bens e serviços que existem numa economia.

Este indicador, não tendo por base um cabaz fixo de bens e serviços como o Índice de Preços no Consumidor, reflete, automaticamente, o efeito inflação resultante de todas as alterações aos padrões de consumo, assim como a introdução de novos bens e serviços.

Deste modo, e sendo a energia elétrica um bem que entra nas mais diversas fases do ciclo de vida dos produtos, bens e serviços de uma economia, ou seja, destinando-se simultaneamente ao consumo intermédio e ao consumo final, há vantagem em considerar o deflator do PIB como o instrumento que mede a inflação.

A ERSE avalia as previsões das empresas para o deflator do PIB utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o ano de 2019, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões utilizadas pela ERSE.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2018 e 2019, são apresentadas no Quadro 2-1.

**Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB**

Unidade: %

	FMI	CE	OCDE
2018	1,6	1,3	1,4
2019	1,6	1,4	1,3

Fontes: FMI – Portugal: 2018 *Article IV Consultation, Country Report* No. 18/273, set.2018; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, Maio 2018; OCDE - *Economic Outlook* maio 2018;

As previsões das empresas para 2018 e 2019 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2.

**Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB**

Unidade: %

	REN	EDP Distribuição	EDP Serviço Universal	EDA	EEM
2018	1,4	1,4	1,4	2,0	1,6
2019	1,4	1,4	1,4	2,0	1,6

Fonte: REN, EDP Distribuição, EDP Serviço Universal, EDA e EEM

O IPIB adotado pela ERSE para 2019 é de 1,4% e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de maio de 2018. Este valor é muito próximo do valor previsto pelas empresas do Continente.

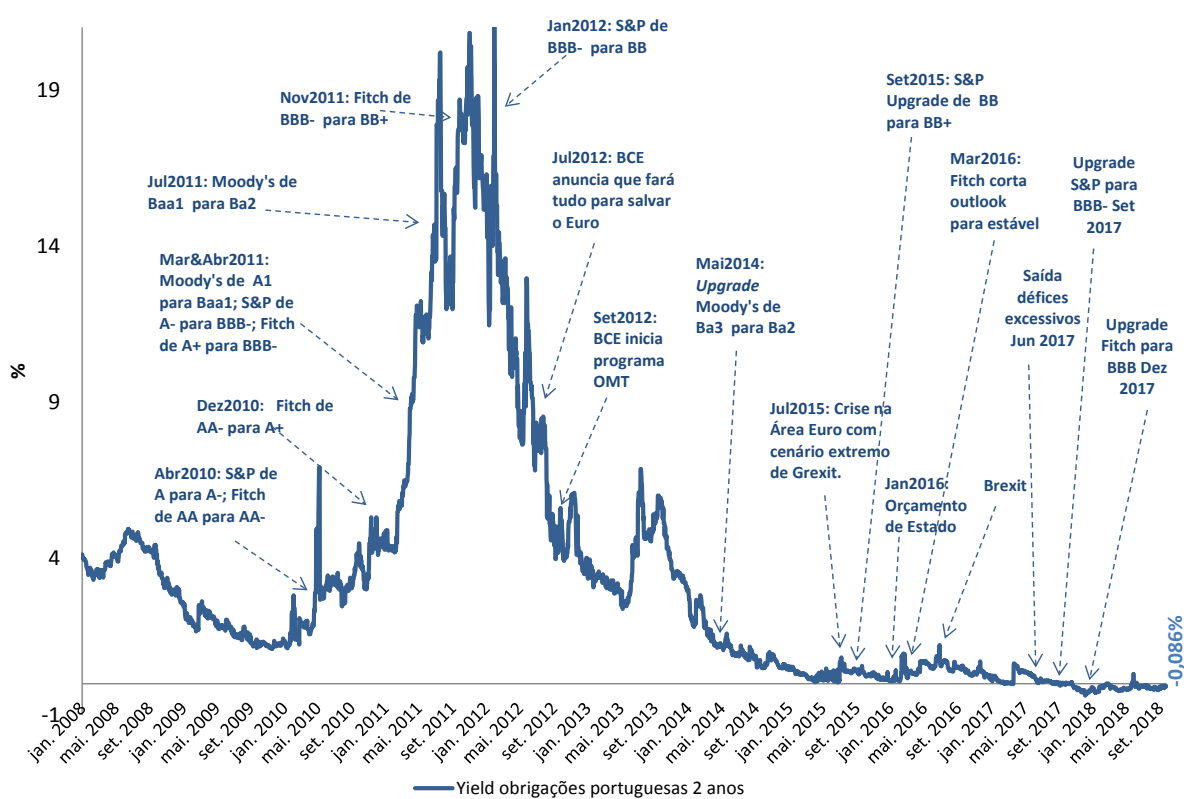
O IPIB adotado pela ERSE para 2018, definido no Regulamento Tarifário em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2018 publicada pelo INE, cujo valor é 1,43%.

### ***SPREADA APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2018***

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Neste sentido, na definição do *spread* a aplicar aos ajustamentos de 2018 (t-1), torna-se relevante uma análise da evolução recente e perspectivas das taxas de juro de curto e médio prazo.

No seguimento da expansão da crise das dívidas soberanas na Europa, nomeadamente dos países da periferia, registou-se uma subida acentuada das *yields* das obrigações soberanas até ao primeiro trimestre de 2012. Após esta subida, registou-se um movimento descendente, que se justificou pela relativa estabilização do enquadramento financeiro e macroeconómico nacional e pela política monetária do BCE. Na Figura 2-1 *infra*, podemos observar para o caso específico da evolução das *yields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa a queda acentuada das *yields* após o máximo de 2012, atingindo níveis próximos de zero em meados de 2015.

Figura 2-1 - Evolução das *yields* das obrigações a 2 anos da República Portuguesa



Fonte: ERSE, Reuters

No entanto, as *yields* voltaram a subir moderadamente desde então devido, numa primeira fase, ao cenário de potencial Grexit verificado no início do verão de 2015, seguido de alguma incerteza política verificada em Portugal. No segundo semestre de 2016, devido às dúvidas em torno da execução orçamental futura e à incerteza associada à performance do setor financeiro, as *yields* voltaram a subir moderadamente, suportadas também pela decisão do Reino Unido de sair da União Europeia (*Brexit*) e pelo anúncio por parte do BCE, em dezembro de 2016, de um certo abrandamento do programa de *quantitative easing* (QE).

Mais recentemente, a partir do segundo trimestre de 2017 e ao longo de 2018, verificou-se novamente uma queda acentuada das *yields*, após confirmação de uma execução orçamental favorável em 2016, de dados económicos mais otimistas e da saída de Portugal do procedimento de défice excessivo, aliados à subida do *rating* da República Portuguesa para o nível de investimento por parte da Standard & Poors, em setembro de 2017, da Fitch, em dezembro do mesmo ano, e por parte da Moodys em outubro de 2018.

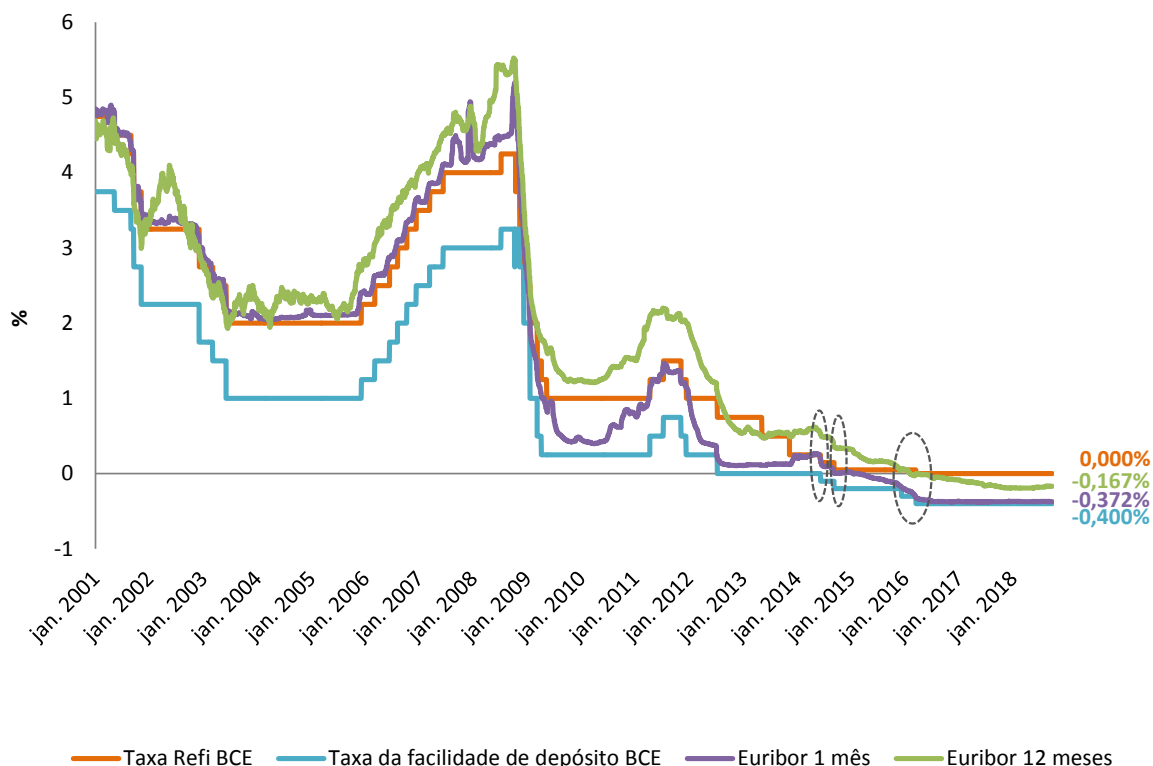
Assim, embora se verifique uma situação de *yields* baixas, permanece, no entanto, um cenário de alguma incerteza e volatilidade, que se reflete, nomeadamente, no facto de a dívida soberana portuguesa se manter com *ratings* ainda relativamente baixos. Observa-se, assim, que as *yields* das OTs continuam a revelar uma considerável sensibilidade relativamente a qualquer alteração ligeira de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às alterações de política monetária do BCE.

Em termos de política monetária e evolução das taxas de juro do mercado monetário interbancário, pode-se observar na Figura 2-2 a evolução das taxas *refi*<sup>3</sup> e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. Nesta figura, destacam-se 3 movimentos de queda das taxas de juro Euribor observadas desde 2014: uma queda em junho de 2014, outra descida em setembro de 2014 e uma nova quebra em março de 2016. Estes movimentos foram fruto das alterações de política monetária do BCE, tais como os cortes registados em março de 2016 da taxa *refi* para 0,00% e da taxa da facilidade de depósito para -0,40%, assim como o anúncio, na mesma data, de um pacote de medidas expansionistas (*Quantitative Easing*) mais agressivo do que o esperado, tendo-se mantido nesses valores até à presente data.

---

<sup>3</sup> Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

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



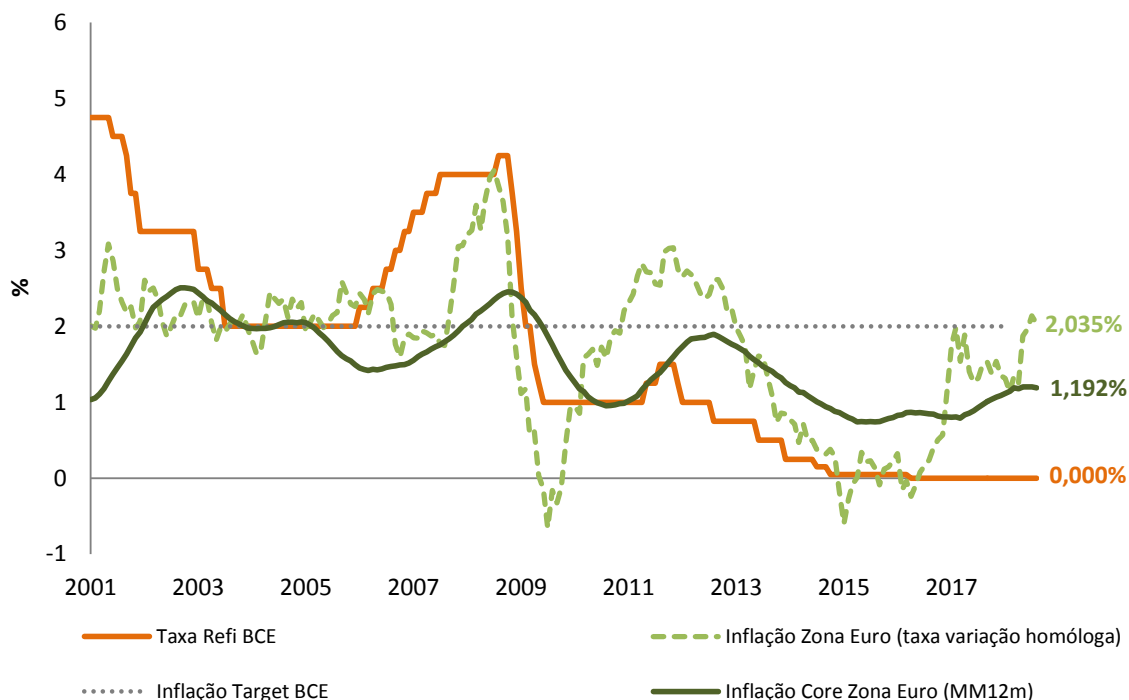
Fonte: ERSE, Reuters

Desde o início de 2018 e até final de novembro, as cotações mais elevadas para as Euribor a 3, 6 e 12 meses corresponderam a -0,316%, -0,251% e -0,146%, respetivamente, registadas em finais de novembro, sendo que as cotações mais baixas para as Euribor a 3, 6 e 12 meses corresponderam a -0,329%, -0,279% e -0,193%, respetivamente, tendo sido observadas no início do ano (janeiro e fevereiro).

Continua a ser expectável que estes níveis de taxas de juro historicamente baixas se possam prolongar por algum tempo, dado os atuais níveis de inflação ainda relativamente baixos na Zona Euro. Registe-se que as decisões de política monetária procuram atingir o objetivo primordial do BCE de manutenção da estabilidade dos preços, que se concretiza num objetivo de uma inflação próxima, mas abaixo, de 2% no médio prazo, um *target* que está ainda longe de ser atingido sustentadamente.

Na Figura 2-3 *infra* pode-se observar que a inflação média anual *core* se mantém estável em valores muito baixos, tendo registado um valor de 1,192% em agosto de 2018, apesar de a inflação homóloga da Zona Euro ter aumentado nos últimos meses (situando-se em agosto nos 2,035%), sendo este aumento devido, sobretudo, a fatores não recorrentes, como o aumento dos preços de energia.

Figura 2-3 - Taxa *refi* e inflação Zona Euro



Fonte: ERSE, Reuters

A inflação média anual *core* (que não considera os preços de energia) tem-se mantido ainda estável em níveis próximos de 1%. Estes dados de inflação, aliados a uma recuperação económica que ainda não se tem traduzido em pressões inflacionistas, e à apreciação do Euro, continuam a suportar a manutenção da taxa de referência por parte do BCE. Contudo, o BCE tem sinalizado, nos últimos meses, um posicionamento de política monetária ligeiramente menos acomodativo (designadamente desde a sua reunião de março de 2017), tendo deixado de incorporar um risco significativo de deflação.

Esse posicionamento menos acomodativo por parte do BCE tem-se traduzido nas decisões e comentários quanto ao programa de compra de títulos. Na reunião de outubro de 2017, o BCE anunciou que, a partir de janeiro de 2018, iria novamente reduzir, para 30 mil milhões de euros (dos anteriores 60 mil milhões de euros), o montante de aquisições mensais, salientando contudo que não tinha intenção de terminar repentinamente com o programa de estímulos monetários, o qual foi prolongado até setembro de 2018. As minutas dessa reunião revelaram também que as aquisições de obrigações emitidas por empresas serão reduzidas em menor proporção que as aquisições de dívida soberana. Na reunião de junho de 2018, o BCE anunciou que o programa de estímulos monetários se estenderia até dezembro de 2018, mas reduzindo o montante de aquisições mensais para 15 mil milhões de euros a partir de setembro. Nessa reunião, salientou também que espera a manutenção da taxa de referência aos níveis atuais por um período

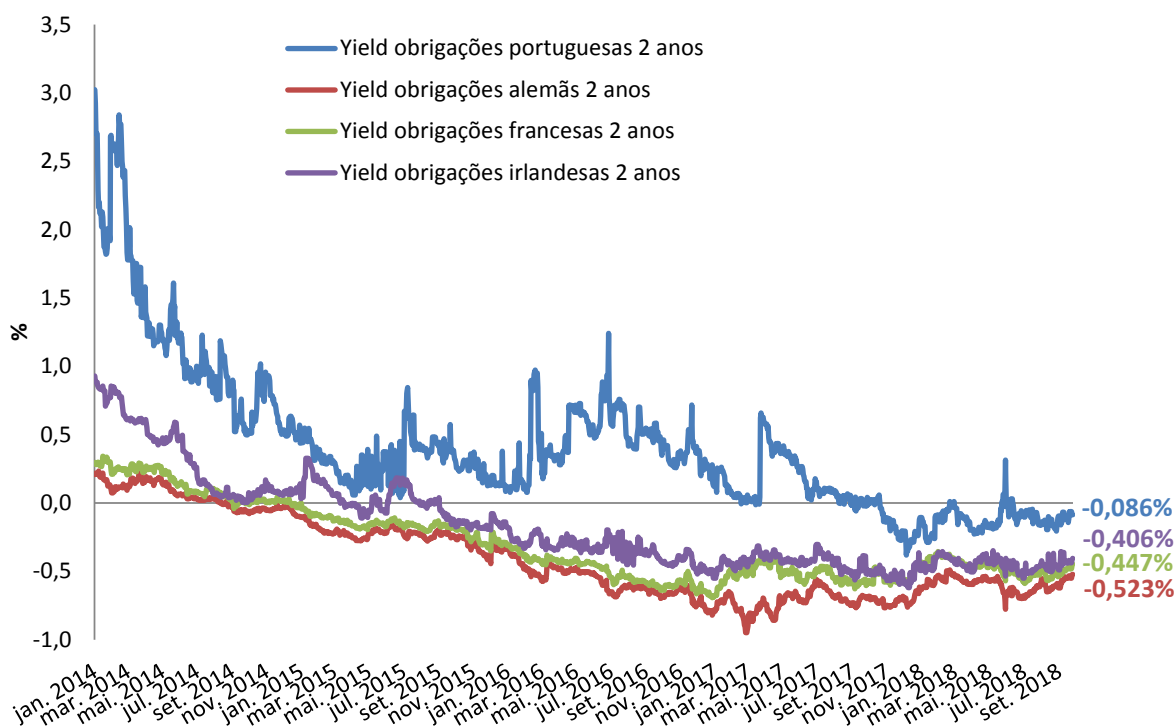


alargado de tempo, pelo menos até ao final do verão de 2019, tendo em conta a inexistência de pressões inflacionistas. Este posicionamento tem-se mantido nas reuniões subsequentes.

Assim, na atual conjuntura, é de esperar que a taxa de referência do BCE se mantenha em valores próximos de zero nos próximos meses.

Importa, igualmente, destacar a diminuição do diferencial das *yields* das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às *yields* das obrigações alemãs com mesma maturidade, com especial enfoque no primeiro semestre de 2015, o posterior alargamento durante a primeira metade de 2016 e o estreitamento e estabilidade desde o final de 2017 (Figura 2-4). O impacto do programa de QE do BCE e a estabilização das condições económicas e financeiras no conjunto da zona euro é igualmente apresentado nessa figura, apresentando-se a evolução das *yields* das Obrigações do Estado com maturidade de 2 anos da Alemanha, da França e da Irlanda, para além de Portugal. Observa-se que a queda das *yields* das obrigações nesses países tem sido notória, embora se assista, mais recentemente, a uma estabilização destas taxas, refletindo as ligeiras alterações da política monetária do BCE acima referidas.

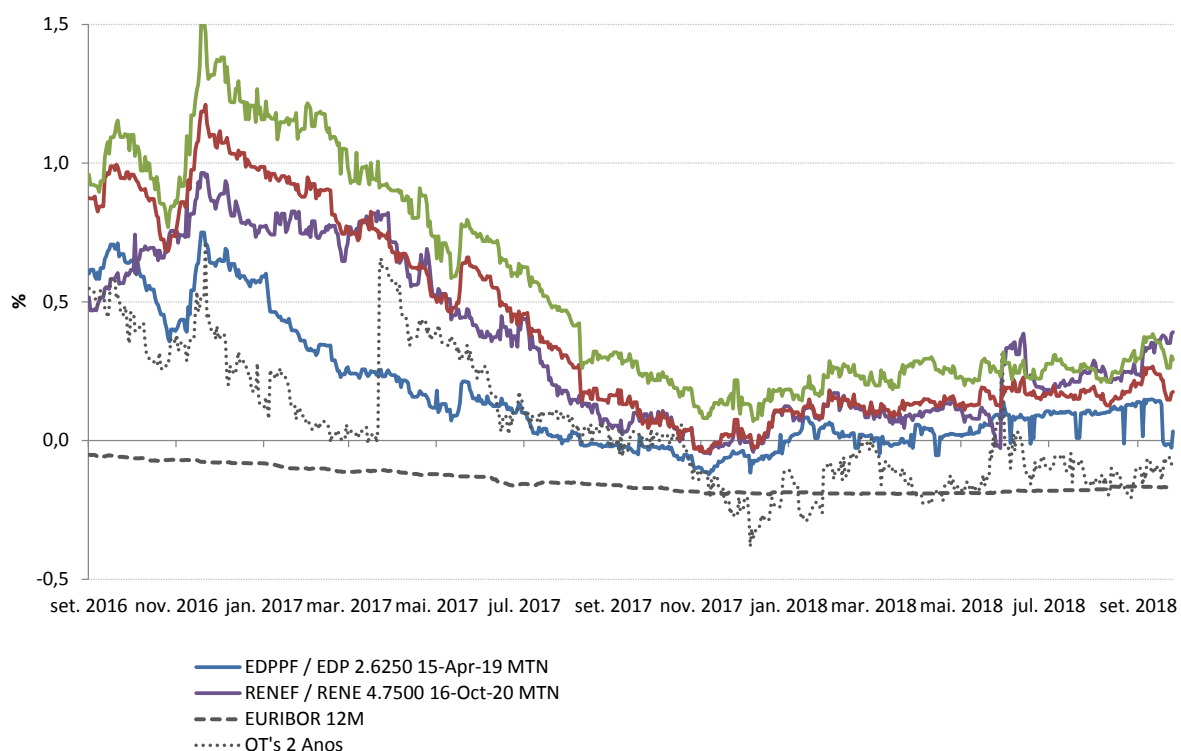
Figura 2-4 - *Yields* das obrigações a 2 anos de Portugal, Alemanha, França e Irlanda



Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 2-5 podemos observar a evolução das *yields* das obrigações da EDP e da REN de mais curto prazo. A evolução das *yields* destas obrigações reflete as condições de financiamento das empresas.

**Figura 2-5 - *Yields* das obrigações a 2 anos de Portugal, Euribor a 12 meses e *yields* de obrigações de maturidades entre 1 e 4 anos de EDP e REN**



Fonte: ERSE, Reuters

Observa-se que a evolução das condições de financiamento tende a acompanhar a evolução das *yields* das OTs a 2 anos, mantendo-se, todavia, claramente acima, revelando assim também alguma sensibilidade relativamente a qualquer alteração ligeira de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às alterações de política monetária do BCE<sup>4</sup>. Registe-se que, nos últimos 12 meses as *yields* das obrigações dessas empresas têm-se mantido relativamente próximas das taxas de juro Euribor, sendo igualmente superiores. No entanto, ao longo de 2018, a diferença não ultrapassou o limite de 0,5 pp.

Assim, entende-se reduzir o valor do *spread* para 2018 para 0,50 pp (pontos percentuais), inferior ao *spread* do ano 2017 que foi definido para um valor de 0,75 pp (que passa a ser o *spread* para t-2).

<sup>4</sup> Registe-se que as *yields* das obrigações da EDP e da REN têm beneficiado do programa de compra de ativos do BCE, que anunciou em março de 2016 que iria alargar este programa para passar a adquirir obrigações de empresas.

Deste modo, para as empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, o *spread* no ano t-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa média de juro EURIBOR a doze meses, calculada com base nos valores diários ocorridos entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2018 (t-1), é de 0,50 pp<sup>5</sup>.

#### TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS

As taxas de remuneração dos ativos aplicáveis aos ajustamentos de t-2 (2017) resultam da metodologia de indexação constante do documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”. O impacto da indexação do custo de capital nos proveitos permitidos das atividades reguladas efetua-se *a posteriori*, através dos respetivos ajustamentos, no âmbito do Regulamento Tarifário.

Com base nas características do mecanismo de indexação, calcularam-se os valores do custo de capital final para 2017.

Quadro 2-3 – Taxa de remuneração para 2017

Metodologia Parâmetros 2015-2017	2017	
	Tarifas	Final
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE, CVEE e Comercialização	6,48%	6,68%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM)	6,13%	6,33%
Varição da taxa de remuneração dos ativos por aplicação do mecanismo de indexação, face à taxa definida no início do período regulatório 2015-2017 <sup>6</sup> (Tarifas 2015)	-0,27pp	-0,07pp
Varição da taxa de remuneração dos ativos face ao valor definido em Tarifas		0,20pp

Assim, os valores das taxas de remuneração finais para o ano de 2017 do setor elétrico ficaram definidos em 6,68% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 6,33% para as atividades de TEE, GGS e

<sup>5</sup> Estes *spreads* são definidos no pressuposto da gestão eficiente das empresas reguladas, que subteme a adequação das políticas de financiamento dessas empresas, designadamente em termos temporais, ao regulamento tarifário em vigor.

<sup>6</sup> Calculada de acordo com a metodologia constante do documento “ Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”.

AEEGS (EDA, EEM). As taxas de remuneração definitivas de 2017 são, assim, 0,20pp mais elevadas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2017.

Para 2018 e 2019, vigorarão as taxas de remuneração definidas de acordo com a metodologia de indexação a aplicar no novo período regulatório 2018-2020, detalhada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”. As taxas finais para 2018 e previstas para 2019 são apresentadas no quadro seguinte.

**Quadro 2-4 – Taxa de remuneração estimadas para 2018 e 2019**

Metodologia Parâmetros 2018-2020	2018		2019
	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização	5,75%	5,42%	5,42%
Valor previsto para o indutor a aplicar à correspondente parcela de TOTEX na atividade de DEE em BT - Taxa de remuneração (%)	6,00%	5,67%	5,67%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM)	5,50%	5,17%	5,17%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	6,25%	5,92%	5,92%

As taxas definitivas de 2019 serão calculadas com base na metodologia de indexação definida do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

**TAXA A APLICAR PARA O ALISAMENTO QUINQUENAL DO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL**

O Despacho n.º 11566-B/2015 de 15 de outubro, do Secretário de Estado da Energia, publicado nos termos do disposto no n.º 6 do artigo 2.º da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, na redação da Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, estabelece um conjunto de parâmetros para cálculo da taxa de remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial para tarifas aprovadas a partir de janeiro de 2015, de acordo com a metodologia definida no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

Para 2018, e por aplicação da metodologia definida na Portaria nº 262-A/2016, de 10 de outubro (que procede à alteração da Portaria nº 279/2011, de 17 de outubro, com a redação dada pela Portaria nº 146/2013, de 11 de abril), utilizando os parâmetros estabelecidos no Despacho nº 11043/2017, publicado a 18 de dezembro), a taxa aplicada a título definitivo à transferência intertemporal nos proveitos permitidos dos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, aludidos no artigo 96.º do Regulamento Tarifário, foi de 1,4919%.

Para 2019, utilizando os parâmetros definidos no Despacho n.º 11392-B/2018, de 29 de novembro 2018, a taxa aplicada a título definitivo é de 1,102%.

#### CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E *SPREADS* APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2019

No seguimento do referido, o Quadro 2-5 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2019.

Quadro 2-5 - Taxas de juro e *spreads*

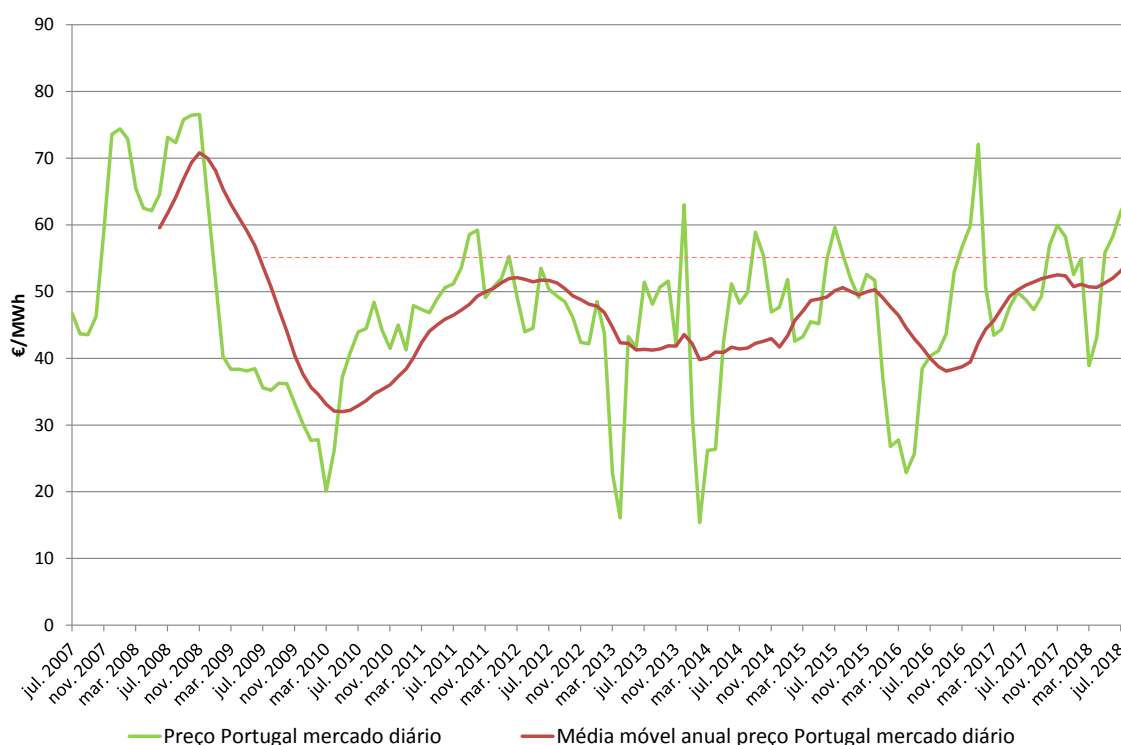
	2019
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2017, para cálculo dos ajustamentos de 2017	-0,145%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2017 e de 2018	-0,178%
<i>Spread</i> no ano 2017 para cálculo dos ajustamentos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

## 2.2 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

A evolução do preço médio mensal da energia elétrica no mercado diário<sup>7</sup> da OMEL para Portugal tem apresentando uma grande volatilidade, que decorre em grande parte de fatores sazonais, designadamente os fatores climáticos. O preço médio, aritmético, entre janeiro e agosto de 2018 fixou-se em torno de 53,8 €/MWh. Em termos de média móvel anual, desde o início de 2011 e até meados de 2018 que a evolução do preço da energia elétrica apresentou uma relativa estabilidade de valores num intervalo de preços entre os 40 €/MWh e os 52 €/MWh. Em julho e agosto de 2018 observou-se, contudo, um aumento considerável da média móvel anual dos preços de energia elétrica, tendo-se registado um máximo de 9 anos da média móvel anual, com um valor de 54,3 €/MWh. (Figura 2-6).

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

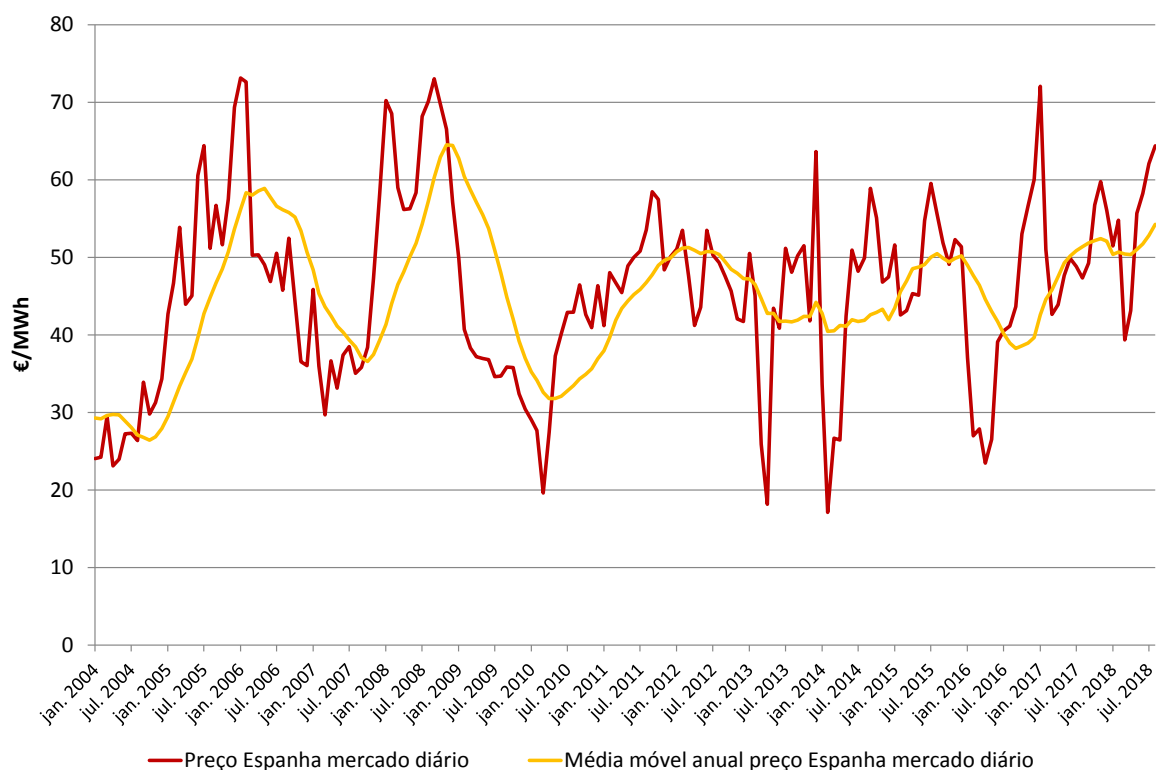


Fonte: ERSE, OMEL

<sup>7</sup> Média aritmética mensal dos preços horários do mercado diário.

No caso do mercado espanhol, e para um maior período de análise, observa-se uma tendência semelhante (Figura 2-7).

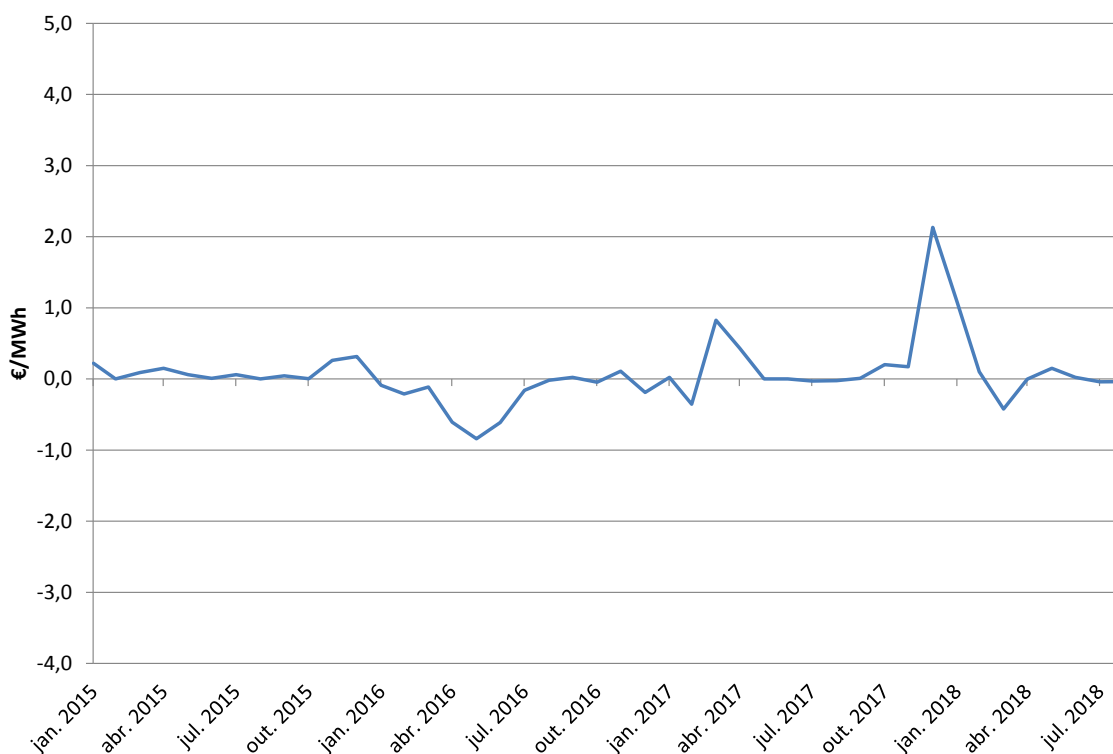
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha



Fonte: ERSE, OMEL

O diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o arranque do MIBEL em julho de 2007, sendo que os períodos em que a diferença é nula são cada vez mais frequentes, de maior duração e, desde abril de 2014, com um diferencial de preços em torno de zero. Regista-se, contudo, um ligeiro afastamento deste equilíbrio no segundo trimestre de 2016, no primeiro trimestre de 2017 e no final de 2017 e inícios de 2018, como se pode observar na Figura 2-8.

Figura 2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha



Fonte: ERSE, OMEL

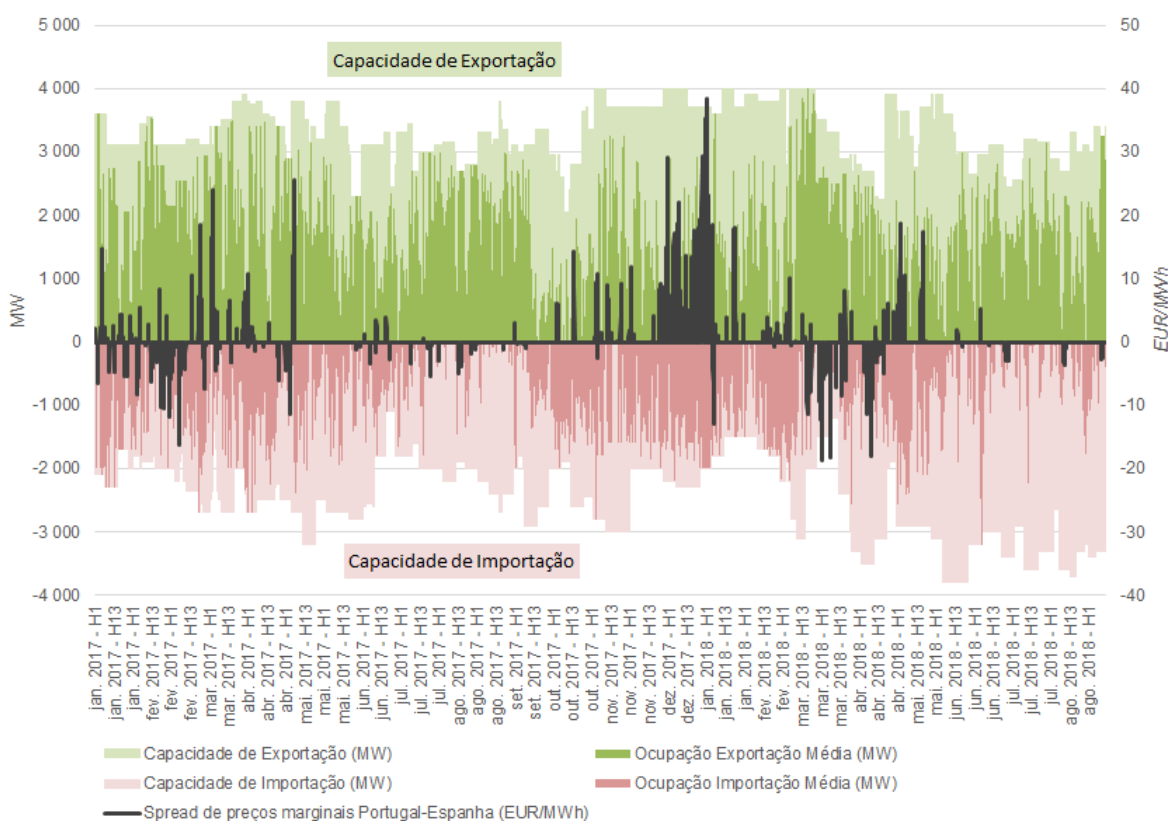
Face à atual integração dos mercados, cuja tendência deverá intensificar-se com o reforço da interligação das redes de transporte de Portugal e Espanha na fronteira do Minho, com uma previsão de entrada em exploração, de novo adiada, para 2021, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes das condições de mercado em Espanha. Com a implementação em 2013, em Espanha, de um conjunto de medidas que visaram diminuir o *deficit* tarifário no país vizinho, alteraram-se as condições de mercado, uma vez que essas medidas materializaram-se na aplicação de impostos que incidem tanto sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, como sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica bem como, ainda, da aplicação de taxas sobre combustíveis de origem fósseis. No entanto, recentemente, o atual Governo espanhol anunciou a intenção de rever e acabar com algumas dessas medidas, como por exemplo, anular o imposto de 7% sobre a produção de energia elétrica, o que poderá, caso se confirmar, aproximar o preço nos mercados grossistas dos custos marginais de produção.

A Figura 2-9, que apresenta, em base horária, a capacidade de interligação disponível na fronteira Portugal-Espanha e a sua utilização, permite constatar a relação direta entre as restrições de capacidade e a existência de diferencial de preços entre os mercados grossistas de Espanha e de Portugal. Nota-se o caso



particular do final de 2017 e inícios de 2018, acima referido. Neste período observa-se uma redução na capacidade de interligação no sentido Espanha-Portugal (importação, indicado com a cor rosa na figura) e um aumento da ocupação de importação, o que originou, nesse período, um aumento das horas em que ocorreu separação de preços entre o mercado português e o mercado espanhol.

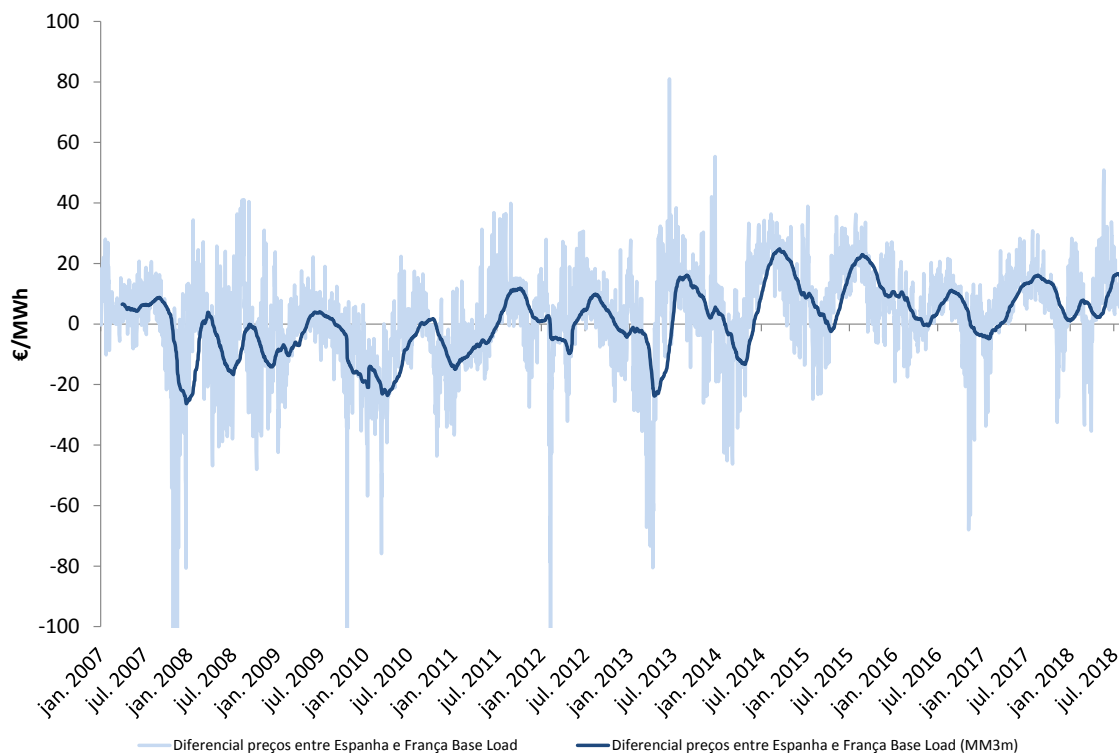
Figura 2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha



Fonte: ERSE, OMEL

Ainda assim, os *spreads* de preços observados nos últimos 2 anos entre Portugal e Espanha mostram que as separações de preços entre os mercados português e espanhol são, de um modo geral, situações temporárias, resultantes, por exemplo, de redução da capacidade de importação na rede do lado espanhol. Pelo contrário, entre a Ibéria e os restantes mercados europeus tem existido, sistematicamente, nos últimos anos uma elevada percentagem de horas com diferencial de preços, como se pode observar na Figura 2-10 *infra*.

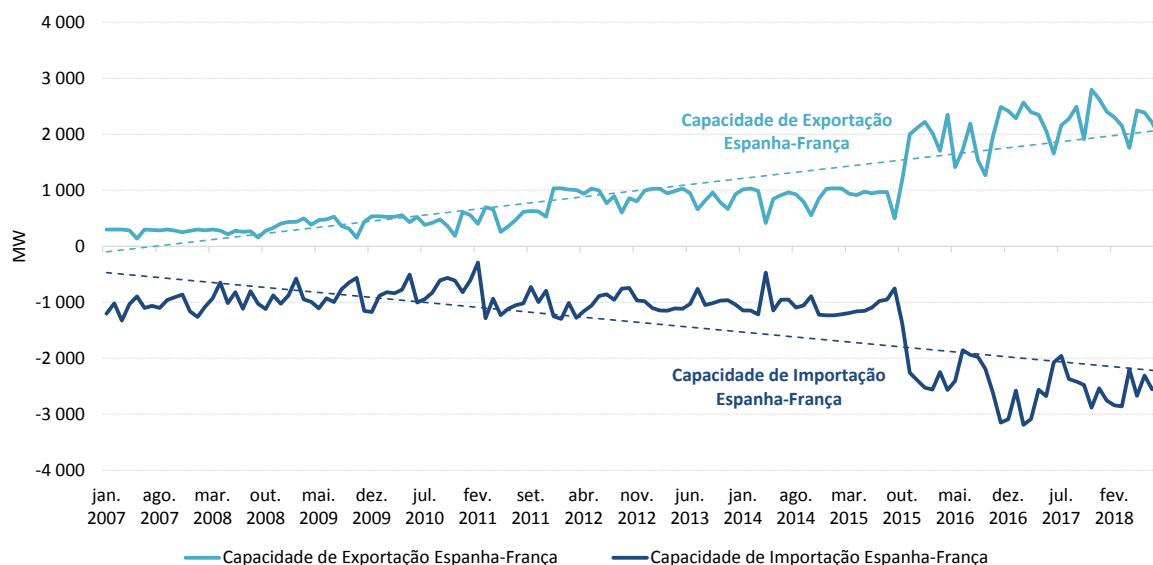
Figura 2-10 - Diferencial de preços entre Espanha e França



Fonte: ERSE, Reuters

No que respeita à interligação entre Espanha e França, assinala-se o aumento significativo da capacidade de interligações, a partir de 2016, com a entrada em exploração comercial em outubro de 2015 de uma linha em corrente contínua e respetivas subestações de conversão AC/DC, que permitiu duplicar a capacidade de interligação na fronteira entre Espanha e França, de 1400MW para 2800MW, facto que é perceptível na Figura 2-11 *infra*.

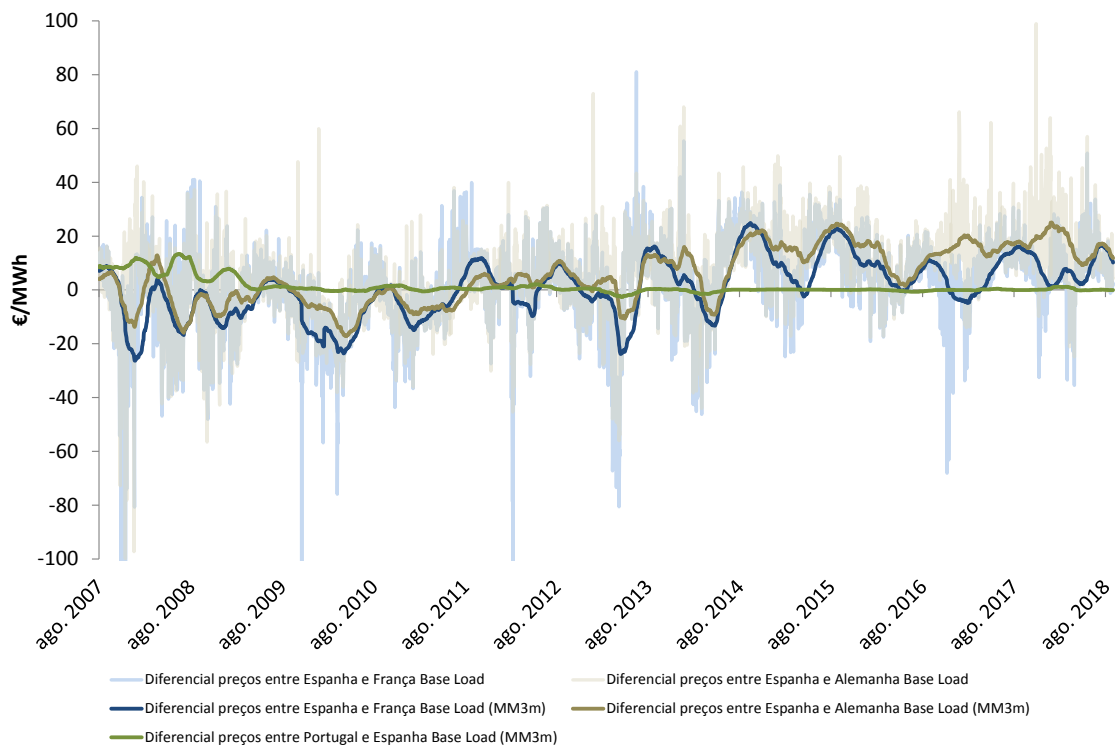
Figura 2-11 - Capacidade de interligação entre Espanha e França



Fonte: ERSE, OMEL

No entanto, os últimos dados à disposição não permitem concluir que estes reforços tenham sido suficientes para alterar o diferencial de preços de forma significativa entre a Ibéria e a França após o reforço desta interligação, como se pôde observar na Figura 2-10 anterior onde se registou que o diferencial de preços ainda é considerável. De facto, até outubro de 2015 a média dos diferenciais de preços (em valor absoluto) é de 12,8 €/MWh e desde essa data até agosto de 2018 a média dos diferenciais registados foi de 10,0 €/MWh (com um aumento significativo para um valor de 12,0 €/MWh durante o ano de 2018), muito longe da média dos diferenciais registados entre Portugal e Espanha, de 0,4 €/MWh. Na Figura 2-12 seguinte pode-se observar que o diferencial de preços de energia elétrica entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha é muito superior ao diferencial de preços entre Portugal e Espanha, quase nulo desde 2009.

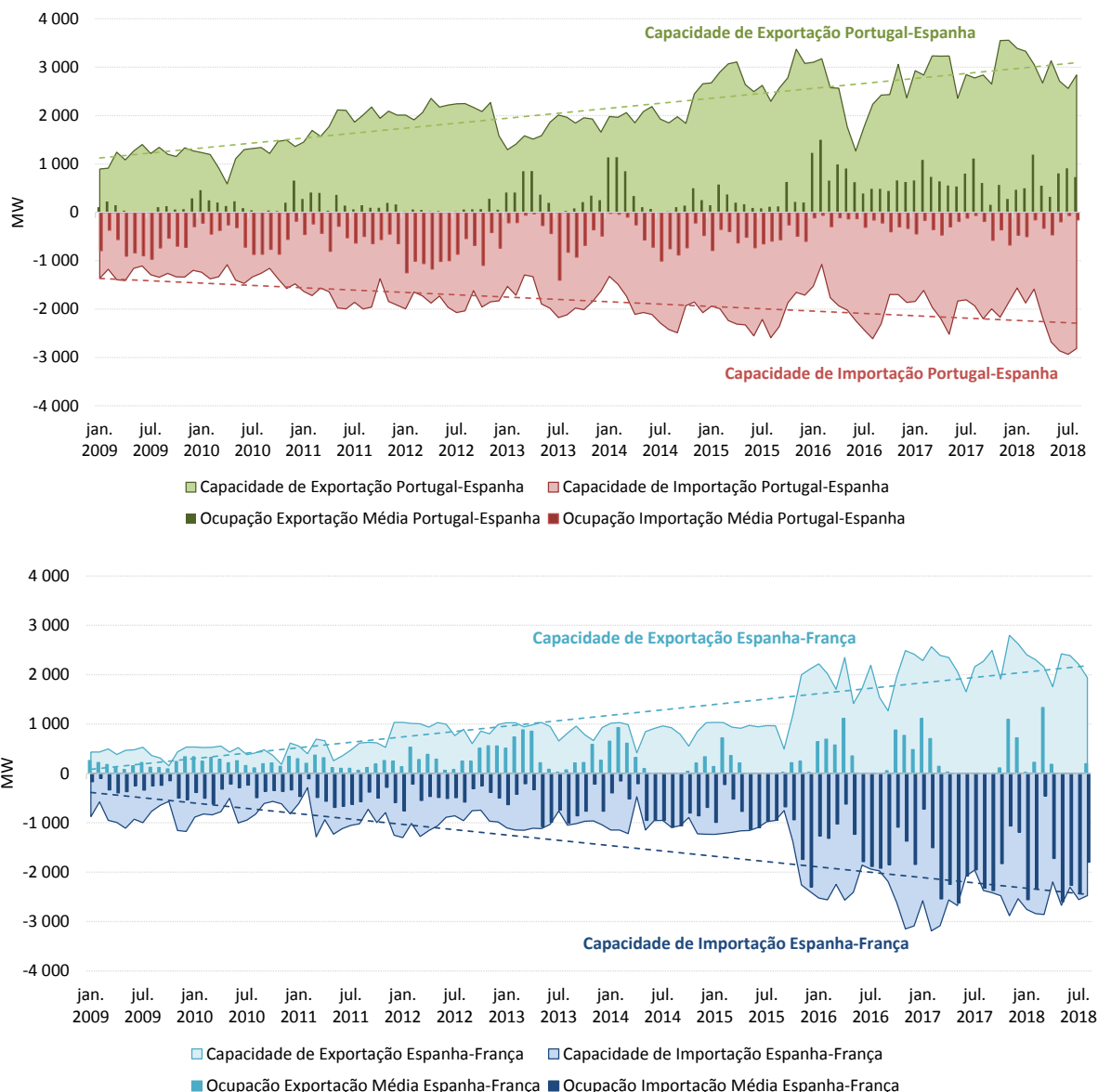
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha



Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 2-13 abaixo pode-se observar, numa análise agregada em termos mensais, que a capacidade de importação Espanha-França aparenta ainda apresentar condicionalismos, face aos respetivos fluxos de ocupação de importação média registados.

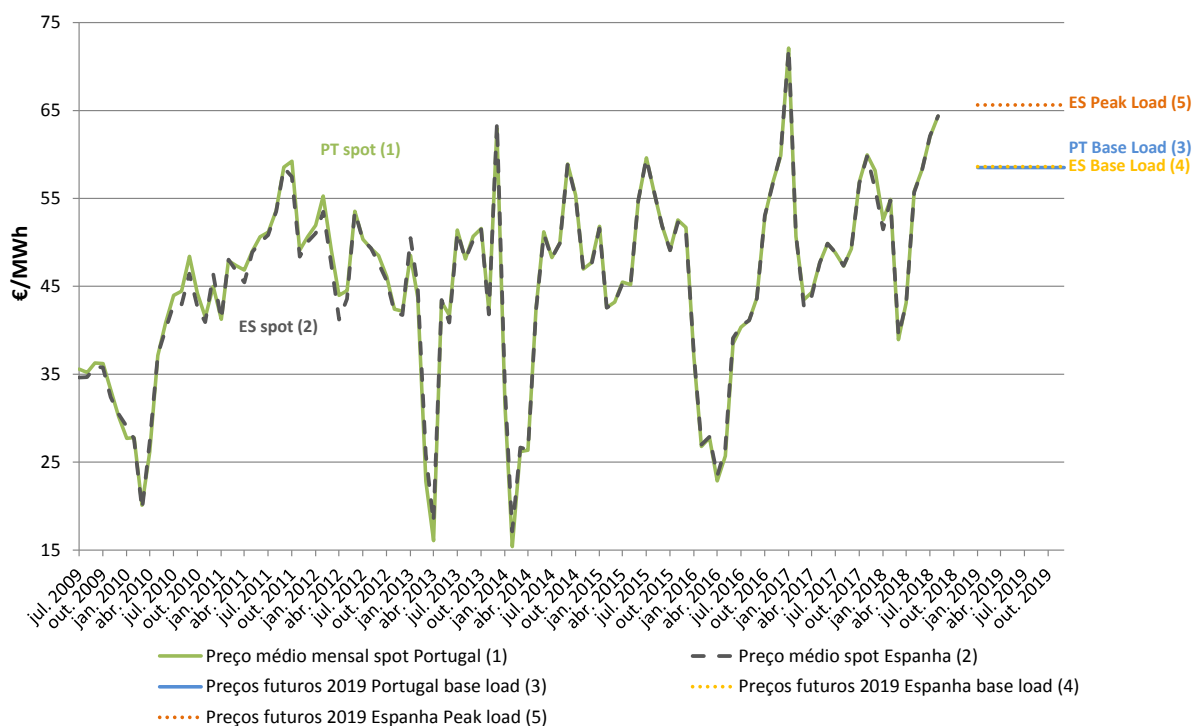
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França



Fonte: ERSE, OMEL

Em termos de previsões para 2019, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2019 apontam em agosto do corrente ano para uma subida dos preços de energia face aos valores registados em 2018, para 59 €/MWh no que diz respeito a contratos *base load* e para valores próximos dos 65 €/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-14). No entanto, as alterações prospetivadas em Espanha, designadamente no que diz respeito ao nível dos impostos aplicados na produção de energia elétrica, poderão alterar em 2019, provavelmente no sentido descente comparativamente com o que aponta o mercado a prazo, os preços de energia elétrica no mercado grossista.

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



Fonte: ERSE, OMIP

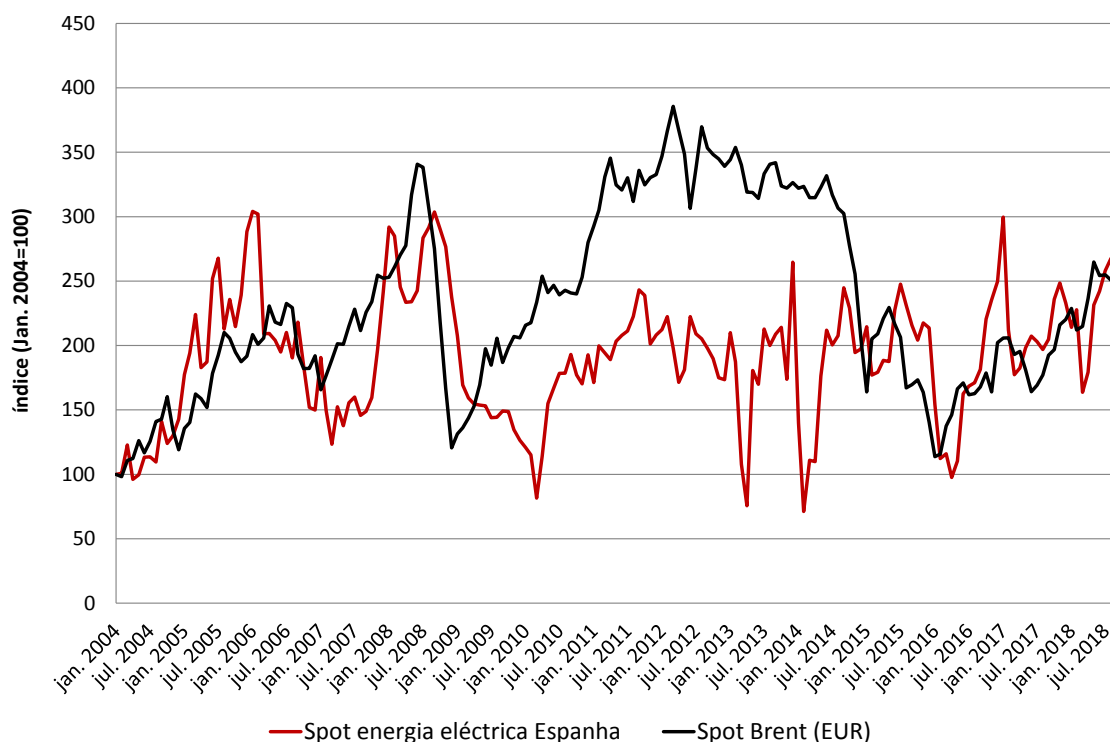
De seguida, efetua-se uma análise aos fatores que justificam a evolução do preço de energia elétrica e que não digam respeito a restrições nas capacidades de interligações.

#### FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo tem apresentado alguma correlação, principalmente entre 2004 e 2009 e novamente a partir de 2015 (Figura 2-15), tendo-se observado uma aproximação entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

Figura 2-15 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)

(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

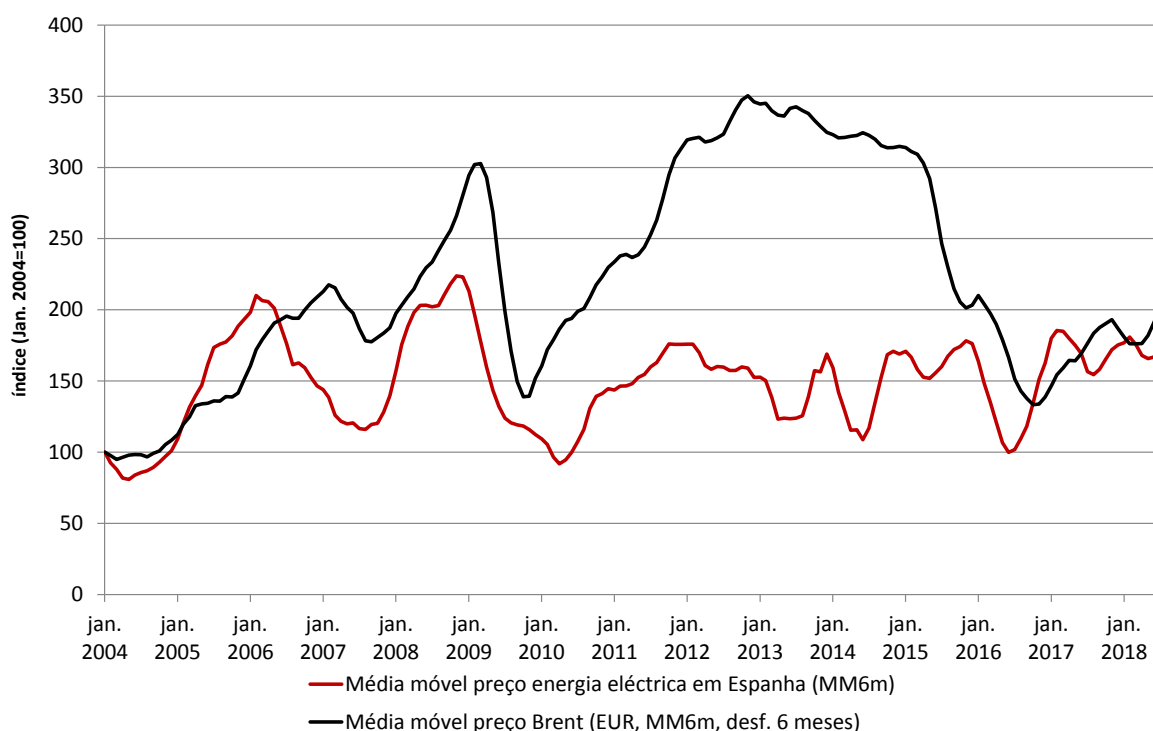
A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm, de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição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

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

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

De forma a anular eventuais efeitos decorrentes da sazonalidade nos preços e internalizar o efeito decorrente do desfasamento entre o preço do petróleo e o preço do gás natural, na Figura 2-16 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004<sup>8</sup>, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

Figura 2-16 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)  
(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

A observação da Figura 2-16 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacto reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015. A forte queda do preço do petróleo tornou mais competitivas as centrais de ciclo combinado a gás natural, o que se refletiu no aumento da produção de energia por parte destas centrais que se verificou desde 2015. Este aumento poderá explicar o aumento da correlação entre o preço das duas variáveis a partir desse ano.

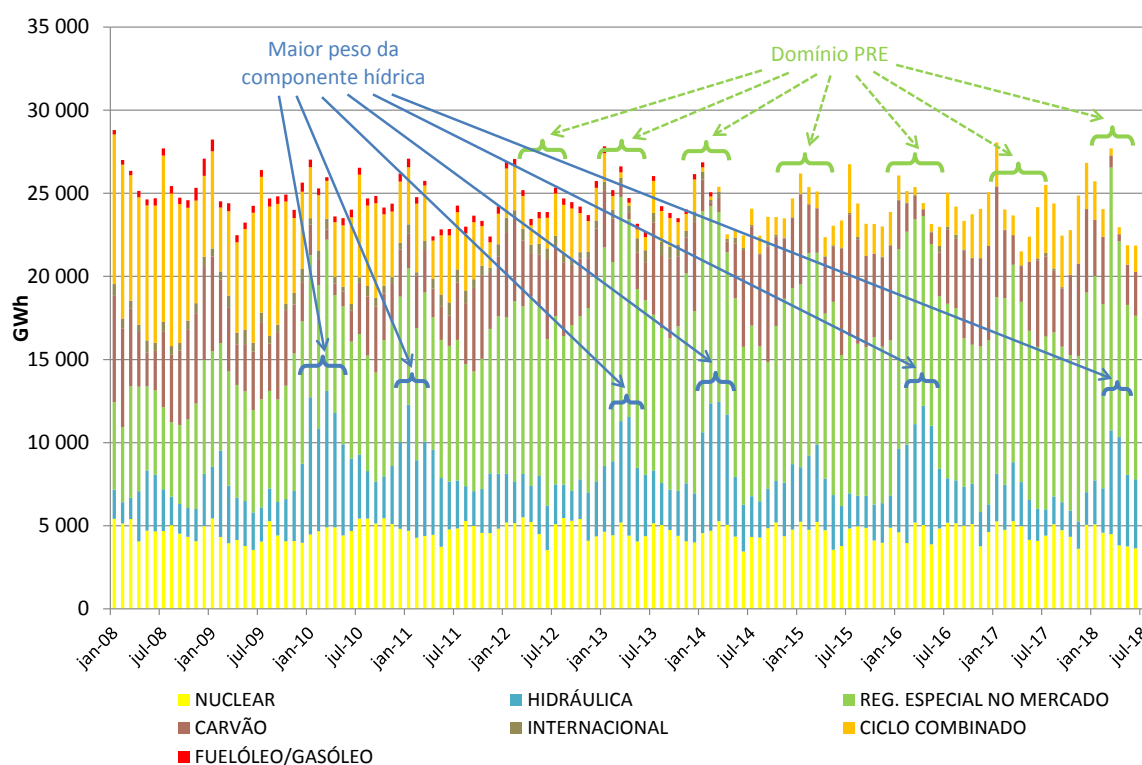
<sup>8</sup> A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.



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

Como foi anteriormente referido, para além do impacto do preço dos combustíveis, o *mix* tecnológico de produção tem uma influência significativa na evolução do preço de energia elétrica. Assim, no que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial (Figura 2-17), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como o que se observou no ano de 2017.

Figura 2-17 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia

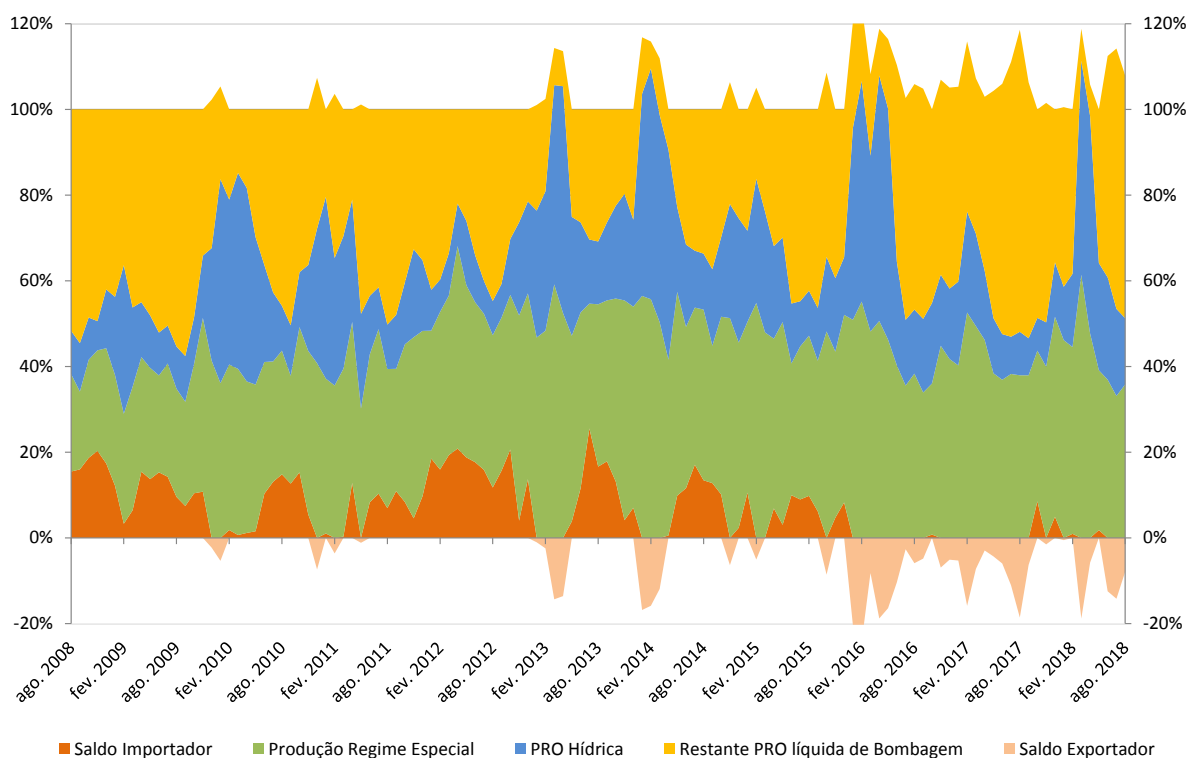


Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-18 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, de facto, que durante os primeiros oito meses de 2016 e grande parte dos anos de 2017 e de 2018, até à data, as condições 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). No entanto, na parte final

do ano de 2016 e de 2017 registaram-se condições hidrológicas bastantes desfavoráveis, tendo-se mantido, contudo, em alguns períodos, um saldo exportador líquido, mostrando a volatilidade a que está sujeito o *mix* tecnológico de produção.

Figura 2-18 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal



Fonte: ERSE, Reuters, REN

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

O preço do petróleo (Figura 2-19) registou uma tendência de descida acentuada entre 2014 e inícios de 2016, tendo o preço do Brent atingido um mínimo de 12 anos em janeiro de 2016, com uma cotação de 25 EUR/bbl (27 USD/bbl). Após este mínimo, o preço do Brent tem registado uma tendência de subida, com

algumas oscilações em parte decorrentes das negociações ocorridas no seio da OPEP, tendo-se invertido a tendência de subida a partir do último trimestre do corrente ano, negociando num intervalo de cotações entre os 50 EUR/bbl e os 75 EUR/bbl, durante o ano de 2018.

Figura 2-19 - Evolução preço diário *Brent* (EUR/bbl) desde 2014



Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 2-20), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de descida no último trimestre em 2018, para valores próximos dos 53 EUR/bbl, estando acima dos valores verificados um ano antes, quando registaram cotações em torno dos 45 EUR/bbl.

Figura 2-20 - Preço de futuros petróleo *Brent* para entrega em dezembro de 2019



Fonte: ERSE, Reuters

No caso do carvão, o gráfico seguinte mostra que o seu preço registou uma acentuada diminuição entre janeiro de 2011 e meados de 2016, tornando as centrais a carvão mais competitivas face às centrais de ciclo combinado a gás natural durante um prolongado período de tempo. Nesta Figura 2-21 podemos observar a evolução do preço do carvão com base na cotação em EUR/ton em índice 100 igual à média das cotações de 2011, com o registo de uma quebra de 60% no preço do carvão no início de 2016 face à média das cotações de 2011. Após estes valores mínimos do primeiro trimestre de 2016, a cotação do carvão observou uma inversão dessa tendência de queda, com registo de um aumento muito significativo que se verificou a partir de setembro de 2016 e que se prolongou até finais de 2016, tendo no final de dezembro de 2016, atingido uma cotação 87 EUR/ton, o que representou mais do que uma duplicação do preço face ao mínimo do ano de 2016, de 38,5 EUR/ton, registado em fevereiro. Este aumento refletiu a reação do mercado às perturbações climáticas que afetaram a oferta e à decisão da China em cortar a produção do

carvão com o objetivo de remover o excesso de capacidade da indústria<sup>9</sup>. A partir do início de 2017, registou-se uma volatilidade dos preços do carvão, mantendo-se, no entanto em torno de valores elevados. A partir do segundo trimestre de 2018 os preços do carvão registaram uma subida acentuada para cotações que ascenderam aos 88 EUR/ton, seguida de uma diminuição para valores próximos dos 75 EUR/ton.

**Figura 2-21 - Evolução preço carvão API#2 CIF ARA**  
(índice 2011=100, com base na cotação EUR/ton)



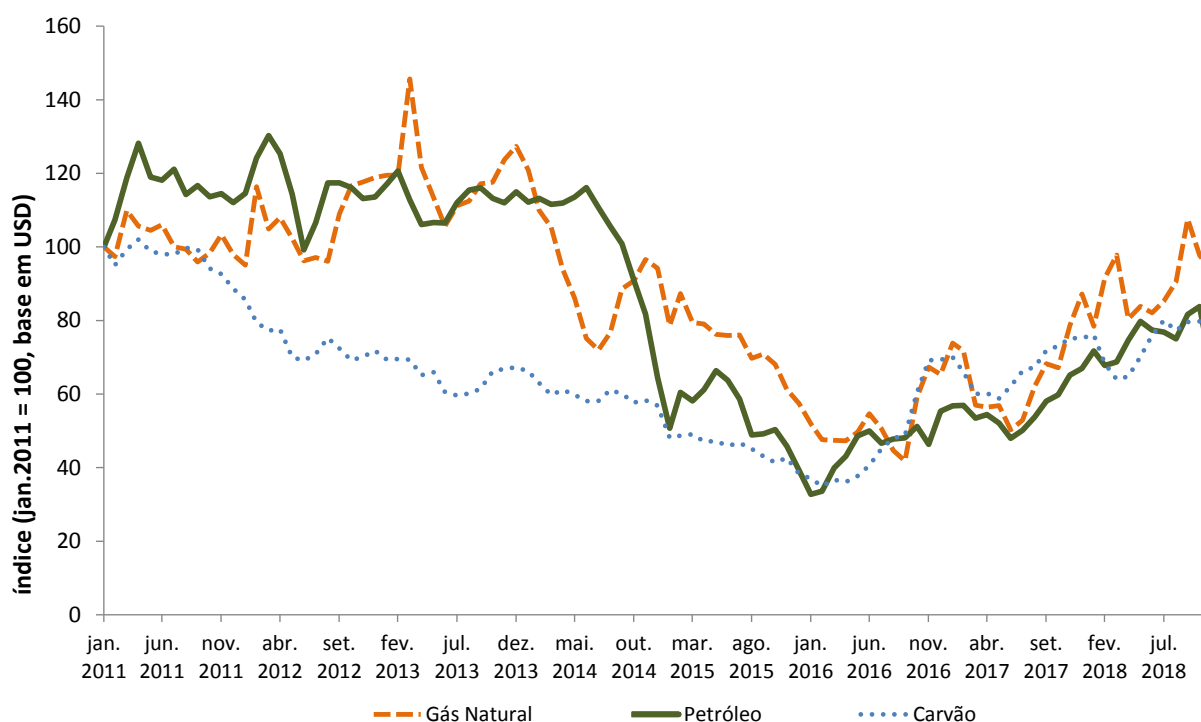
Fonte: ERSE, Reuters

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

<sup>9</sup> No final de 2016 a China cortou o número de dias de trabalho nas minas de carvão de 330 para 276 dias e apresentou um plano que previa encerrar 1000 minas de carvão e, eventualmente, cortar a capacidade de produção durante os próximos 5 anos em cerca de 500 milhões de toneladas, da sua capacidade anual atual de 3600 milhões de toneladas.

superiores aos 50% em 2016, face aos valores registados em janeiro de 2011, o início do período em análise (Figura 2-22). No último trimestre de 2018 todas estas *commodities* apresentaram uma quebra.

Figura 2-22 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados *spot* (base 100=Jan/2011)



Fonte: ERSE, Reuters

Para além dos preços das *commodities* analisados nos pontos anteriores, o preço de energia elétrica transacionada nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de emissão de CO<sub>2</sub>, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub><sup>10</sup>. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com as metas definidas no Protocolo de Quioto. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacte nas centrais a carvão.

A Figura 2-23 mostra que desde o início de 2018 o preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> subiu de forma significativa, registando um valor acima dos 25 EUR/ton no início de setembro de 2018, um aumento de cerca de 200% face aos valores do início de 2018 em torno dos 8 EUR/ton. Esta evolução decorre, em

<sup>10</sup> Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE<sup>11</sup>, bem como da discussão que a antecedeu, que para o período pós 2020 veio definir novas regras<sup>12</sup> que permitem antecipar uma previsível escassez das licenças de emissão no mercado, o que criou, em antecipação a este efeito, uma forte pressão de compra no mercado grossista. A evolução dos preços das EUAs reflete igualmente a maior dinâmica da economia europeia.

Figura 2-23 - Evolução preço licenças de emissão CO<sub>2</sub> (EUAs)



Fonte: ERSE, Reuters

## PREVISÕES

Se as previsões para as entregas de energia elétrica em 2019, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, se confirmarem, o custo médio de aquisição para o próximo ano deverá ser cerca de 65,5 €/MWh, ligeiramente superior ao estimado para 2018, que se situa em torno dos 63,3 €/MWh<sup>13</sup> e

<sup>11</sup> Diretiva 2018/410, de 14 de março.

<sup>12</sup> Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO<sub>2</sub> e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

<sup>13</sup> 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.

acima do previsto em tarifas de 2018 para 2018, 53,8 €/MWh (Quadro 2-6). Este valor reflete as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

**Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>14</sup> para fornecimento dos clientes**

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

Fonte: ERSE, REN

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

A definição desse valor tem em conta os contratos de futuros, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, dos outros custos previstos<sup>15</sup> e do prémio de risco associado à contratação nos mercados de futuros nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

<sup>14</sup> 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.

<sup>15</sup> 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



### 3 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2019

#### 3.1 PROVEITOS A RECUPERAR

O Quadro 3-1 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente.

Quadro 3-1 - Proveitos permitidos em 2019 por atividade no Continente

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR						
Tarifas 2019	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2019, previstos em 2018 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2019 (6) = (3) - (4) + (5)
<b>REN Trading</b>	<b>284 102</b>		<b>0</b>	<b>0</b>		<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	284 102	-284 102 (GGS)	0			0
<b>ADENE</b>	<b>1 197</b>		<b>0</b>			<b>0</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 197	-1 197 (CVAT)	0			0
<b>REN</b>	<b>602 914</b>		<b>887 016</b>	<b>0</b>		<b>887 016</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	319 726	284 102 (CVEEAC)	603 828			603 828
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	283 188		283 188			283 188
<b>EDP Distribuição</b>	<b>3 130 655</b>	<b>-885 819</b>	<b>2 244 837</b>	<b>-20 700</b>	<b>-103 743</b>	<b>2 161 794</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 049 338		1 049 338			1 049 338
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 081 317	-885 819 (OLMC + GGS + TEE)	1 195 498	-20 700		1 216 198
Tarifa social					-103 743	-103 743
<b>EDP Serviço Universal (CUR)</b>	<b>1 533 376</b>	<b>-1 289 388</b>	<b>243 988</b>	<b>20 700</b>		<b>223 288</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 246 520	-1 015 944	230 576	30 984		199 593
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	1 015 944	-1 015 944 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	230 576		230 576	30 984		199 593
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	273 445	-273 445 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	13 412		13 412	-8 327		21 739
Sobreprovento associado aplicação tarifa transitória				-1 956		1 956
			<b>3 375 840</b>	<b>0</b>	<b>-103 743</b>	<b>3 272 097</b>

O Quadro 3-2 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas nas Regiões Autónomas.

Quadro 3-2 - Proveitos permitidos das Regiões Autónomas

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas UGS, URT e da tarifa de Energia nas Regiões Autónomas (1)	Sobrecusto a recuperar pela atividade de GGS (2)	Tarifas 2019 (3) = (1) + (2)
<b>EDA</b>	<b>118 003</b>	<b>63 888</b>	<b>181 891</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	93 227	43 613	136 841
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	21 410	16 499	37 909
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	3 366	3 776	7 141
<b>EEM</b>	<b>132 299</b>	<b>61 996</b>	<b>194 296</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	103 141	40 173	143 315
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	25 591	20 084	45 675
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	3 567	1 739	5 307
			<b>376 187</b>

## 3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2017 E DE 2018

### 3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2017

#### PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos, previstos, a proporcionar em 2017 definidos em 2016 com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos, definitivos, recalculados no ano 2018, com base em valores verificados em 2017.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2019 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2017 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos, definitivos, recalculados em 2018 com base em valores verificados em 2017. Os ajustamentos<sup>16</sup> de 2017 a refletir em 2019 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -61 855 milhares de euros;
- Gestão Global do Sistema: -18 174 milhares de euros;

<sup>16</sup> Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

- Transporte de Energia Elétrica: 4 114 milhares de euros;
- Compra e venda do acesso a rede de transporte: -44 376 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 1 728 milhares de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: -183 644 milhares de euros;
- Comercialização: 737 milhares de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2019 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2017 a refletir em 2019, no Continente

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2016 (tarifas 2016)	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Medidas de sustentabilidade de mercado	Proveitos Efectivamente faturados em 2017	Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2018	Incentivos e custos aceites a posteriori	Acertos faturação de anos anteriores	Desvio	Desvio actualizado para 2019	Ajustamento provisório calculado em 2017 actualizado para 2019	Acerto do CAPEX e interrupibilidade	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Ajustamento a repercutir em 2019
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = (2)+(3)+(5)-(6)-(7)+(8)	(10) = (9) x (1+spread) x (1+spread)	(11)	(12)	(12)	(13) = (10) - (11) + (12)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	154 325				154 325	202 357	3 222		-51 254	-51 730	10 124		0	-61 855
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>154 325</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>154 325</b>	<b>202 357</b>	<b>3 222</b>		<b>-51 254</b>	<b>-51 730</b>	<b>10 124</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-61 855</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	423 332				426 334	444 268			-17 934	-18 101	306	234		-18 174
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	341 523				345 173	341 990	0		3 183	3 213		901		4 114
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>764 855</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>771 507</b>	<b>786 258</b>	<b>0</b>		<b>-14 751</b>	<b>-14 888</b>	<b>306</b>	<b>1 135</b>	<b>0</b>	<b>-14 060</b>
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	2 357 123				2 393 782	2 437 750			-43 968	-44 376				-44 376
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 218 081				1 212 149	1 228 802	-7 302		-9 351	-9 438		10 736	430	1 728
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>3 575 204</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>3 605 931</b>	<b>3 666 551</b>	<b>-7 302</b>		<b>-53 319</b>	<b>-53 814</b>	<b>0</b>	<b>10 736</b>	<b>430</b>	<b>-42 649</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 513 118				1 507 898	1 558 291		0	-34 703	-35 025	148 619			-183 644
Produção em regime especial (PRE)	1 316 934		6 932	-108 523	1 316 934	1 350 248	0	0	-26 382	-26 627	171 682			-198 309
Fornecimento a clientes (FC)	196 185			-108 523	190 965	203 664			-12 699	-12 817	-23 063			10 245
Ajustamento da actividade tarifária						4 379			4 379	4 419				4 419
Comercialização (C)	23 763	6 802			17 904	23 976			730	737				737
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>1 536 881</b>	<b>6 802</b>		<b>-108 523</b>	<b>1 934 450</b>	<b>1 990 915</b>	<b>0</b>		<b>-33 973</b>	<b>-34 289</b>	<b>148 619</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-182 908</b>
<b>Total no Continente</b>								<b>-4 080</b>	<b>-153 297</b>	<b>-154 721</b>	<b>159 050</b>	<b>11 870</b>	<b>430</b>	<b>-301 471</b>

Nota: A recuperação dos ajustamentos da função de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial, associados ao diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, é sujeita à 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.

## PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 3-4 sintetiza, para a EDA e para a EEM, a informação por atividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2017, com os proveitos de 2017 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2017 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2017. A diferença entre estas duas rúbricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2017 a repercutir nas tarifas de 2019. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

O ajustamento a devolver pela EDA em 2019 relativamente ao ano de 2017, atualizado para 2019, será de -6 500 milhares de euros.

O ajustamento a devolver pela EEM em 2019 relativamente ao ano de 2017, atualizado para 2019, será de -16 316 milhares de euros.

As atualizações destes ajustamentos consideram as taxas EURIBOR a 12 meses, média, determinada em valores diários de 2017, acrescida de um *spread* de 0,75 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2018, acrescida de *spread* de 0,50 p.p.

Os ajustamentos<sup>17</sup> de 2017 a refletir em 2019 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

### EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: -6 682 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 257 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -75 milhares de euros;

### EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: -15 533 milhares de euros;

---

<sup>17</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

- Distribuição de Energia Elétrica: -673 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -111 milhares de euros.

Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2017 a refletir em 2019, nas Regiões Autónomas

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2016 (Tarifas 2015)	Proveitos recuperados em 2017, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2017	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios	Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2018	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2019 (sem acerto provisório de custo de capital de t <sub>1</sub> )	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamento a repercutir em 2019	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)-(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)	
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	97 284	89 486	7 350	0	0	103 198	0	-6 421	-261	-6 682
Distribuição de Energia Elétrica	39 519	25 259	14 314	0	0	38 956	0	622	-365	257
Comercialização de Energia Elétrica	7 036	2 491	4 517	0	0	6 925	0	84	-159	-75
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>143 839</b>	<b>117 236</b>	<b>26 180</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>149 080</b>	<b>0</b>	<b>-5 716</b>	<b>-785</b>	<b>-6 500</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	84 154	97 681	-15 928	0	0	96 437	-2	-14 823	-709	-15 533
Distribuição de Energia Elétrica	45 978	29 256	15 550	0	0	45 182	0	-380	-293	-673
Comercialização de Energia Elétrica	4 935	2 748	2 101	0	0	4 964	0	-116	5	-111
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>135 068</b>	<b>129 685</b>	<b>1 722</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>146 583</b>	<b>-2</b>	<b>-15 319</b>	<b>-997</b>	<b>-16 316</b>
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>								<b>-21 035</b>	<b>-1 782</b>	<b>-22 817</b>

Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa

### 3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018

#### PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2018 a repercutir nas tarifas de 2019. Neste âmbito estão contemplados os ajustamentos relativos à aquisição de energia em duas atividades associadas a entidades diferentes, que têm esta competência:

- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Agente Comercial.
- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Comercializador de Último Recurso.

Estão também contemplados os ajustamentos provisórios ao CAPEX determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para 2018 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2018 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2019, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2020. Os ajustamentos provisórios<sup>18</sup> de 2018 a refletir em 2019 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -25 410 milhares de euros;
- Gestão Global do Sistema: 137 milhares de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: 16 285 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 8 840 milhares de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: 37 852 milhares de euros.

---

<sup>18</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.



Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2018 a refletir em 2019, no Continente

Unidade: 10<sup>7</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2018, definidos em 2017 (tarifas 2018)	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Proveitos estimados faturar em 2018	Proveitos estimados proporcionar em 2018, definidos em 2019	Incentivos e custos sociais a posteriori	Devio[1]	Devio atualizado para 2019	Acerto do CAPEX atualizado para 2019	Ajustamento provisório a repercutir em 2019
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2)+(3)-(4)-(5)	(7) = (6) x (1+2016)	(8)	(9) = (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	134 453		134 453	156 563	3 219	-25 328	-25 410		-25 410
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>134 453</b>		<b>134 453</b>	<b>156 563</b>	<b>3 219</b>	<b>-25 328</b>	<b>-25 410</b>	<b>0</b>	<b>-25 410</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)								137	137
Transporte de Energia Elétrica (TEE)								16 285	16 285
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>16 422</b>	<b>16 422</b>
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								8 840	8 840
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>0</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8 840</b>	<b>8 840</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 268 893	112 382	1 444 097	1 518 749	0	37 730	37 852		37 852
Produção em regime especial (PRE)	1 268 893	112 382	1 268 893	1 298 043		83 232	83 500		83 500
Fornecimento a clientes (FC)			175 204	220 706		-45 501	-45 648		-45 648
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>1 268 893</b>	<b>112 382</b>	<b>1 444 097</b>	<b>1 518 749</b>	<b>0</b>	<b>37 730</b>	<b>37 852</b>	<b>0</b>	<b>37 852</b>
<b>Total no Continente</b>					<b>3 219</b>	<b>12 402</b>	<b>12 442</b>	<b>25 262</b>	<b>37 703</b>

Nota: A recuperação dos ajustamentos da função de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial, associados ao diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, é sujeita à 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.

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 3-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2018, para a EDA e para a EEM, determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2018. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2019, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2020.

Os ajustamentos provisórios<sup>19</sup> de 2018 a refletir em 2019 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 1 289 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 1 549 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 94 milhares de euros;

<sup>19</sup> Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 5 822 milhares de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 1 400 milhares de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -14 milhares de euros.

Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2018 a refletir em 2019, nas Regiões Autónomas

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
	Acerto do CAPEX de 2018 atualizado para 2019 a repercutir em tarifas de 2019
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 289
Distribuição de Energia Elétrica	1 549
Comercialização de Energia Elétrica	94
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>2 933</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	5 822
Distribuição de Energia Elétrica	1 400
Comercialização de Energia Elétrica	-14
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>7 208</b>
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>10 142</b>

## 4 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2017

### 4.1 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (DIFERENCIAL DE CUSTO CAE)

#### 4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A REN Trading, enquanto Agente Comercial, exerce a função de gestor dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, celebrados com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro) e com a Tejo Energia (Central do Pego). Assim, o Agente Comercial, no âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) adquire energia elétrica produzida por estas centrais, nos termos dos respetivos CAE, e revende-a em regime de mercado. A diferença entre os custos de aquisição desta energia elétrica, definidos nos CAE, e as receitas da sua venda em mercado, corresponde ao diferencial de custo com os CAE, individualizado na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial. Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema que é paga por todos os consumidores de energia elétrica.

Paralelamente, o Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à otimização da gestão dos CAE não cessados. Neste sentido, em 2014 a ERSE publicou a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, que revogou o Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, a qual estabeleceu os incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, designadamente o incentivo  $I_{CAE}$  e o prémio de adequação de mercado  $P_{AM}$ , que vigoram desde 2014 e que serão adiante descritos. Os custos de funcionamento da atividade de CVEE do Agente Comercial são incorporados no incentivo  $I_{CAE}$  no momento do ajustamento definitivo dos proveitos.

Deste modo, para além do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE não cessados, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial incorporam:

- Os custos de funcionamento no âmbito desta atividade que se preveem para o ano  $t^{20}$ ;

---

<sup>20</sup> No cálculo do ajustamento provisório para o ano  $t-1$  e do ajustamento definitivo para o ano  $t-2$  da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, os custos de funcionamento passam a ser parte integrante do incentivo para a otimização da gestão dos CAE.

- Os proveitos associados ao incentivo para a otimização da gestão dos CAE, estabelecido no Anexo I da Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, considerado a título provisório no ajustamento de t-1 e em termos definitivos no ajustamento de t-2.

#### **ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO**

O Quadro 4-1 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2019, do sobrecusto estimado para 2018, bem como do verificado em 2017.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2019

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		2017 Verificado (1)	2018 Tarifas 2019 (2)	2019 Tarifas (3)	[(3)-(1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	110 182	106 950	107 729	-2,2%	0,7%
(1b)	Turbogás	133 786	133 977	135 166	1,0%	0,9%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>243 968</b>	<b>240 927</b>	<b>242 895</b>	<b>-0,4%</b>	<b>0,8%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	159 822	101 760	95 655	-40,1%	-6,0%
(2b)	Turbogás	182 213	193 841	221 406	21,5%	14,2%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>342 035</b>	<b>295 601</b>	<b>317 062</b>	<b>-7,3%</b>	<b>7,3%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	20 154	31 011	39 756	97,3%	28,2%
(3b)	Turbogás	7 924	17 065	22 806	187,8%	33,6%
(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	128	0	0	-	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	<b>Total</b>	<b>28 207</b>	<b>48 075</b>	<b>62 562</b>	<b>121,8%</b>	<b>-</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(4a)	Tejo Energia	231 344	188 823	192 930	-16,6%	2,2%
(4b)	Turbogás	217 987	229 042	239 411	9,8%	4,5%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>449 330</b>	<b>417 865</b>	<b>432 341</b>	<b>-3,8%</b>	<b>3,5%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(5a)	Tejo Energia	-796	410	0	-	-
(5b)	Turbogás	1 071	144	0	-	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>275</b>	<b>554</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo VPP</b>						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>						
(7a)	Tejo Energia	2 964	2 736	2 407	-18,8%	-12,0%
(7b)	Turbogás	3 192	2 610	2 512	-21,3%	-3,7%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>6 157</b>	<b>5 345</b>	<b>4 920</b>	<b>-20,1%</b>	<b>-8,0%</b>
<b>Outros Custos</b>						
(8a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(8b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	62 576	53 222	52 617	-15,9%	-1,1%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	108 058	118 307	142 481	31,9%	20,4%
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	128	0	0	-	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	<b>Total</b>	<b>170 761</b>	<b>171 529</b>	<b>195 098</b>	<b>14,3%</b>	<b>13,7%</b>

Os encargos de potência previstos para 2019 estão em linha com os valores estimados para 2018, sendo a pequena diferença atribuível à evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam estes encargos. No que diz respeito aos encargos de energia, a trajetória é oposta para cada central: a Tejo Energia terá um decréscimo em 2019, relativamente, às estimativas para 2018, enquanto a Turbogás deverá apresentar em 2019 valores superiores aos estimados para 2018.

A descida dos encargos de energia por parte da central da Tejo Energia, face ao valor estimado para 2018, resulta da redução da produção da central e da redução do preço de carvão que a ERSE perspetiva para o ano de 2019. No caso da Turbogás, o forte aumento do encargo de energia está relacionado com o aumento dos custos variáveis unitários, por via do aumento estimado do preço do petróleo e, conseqüentemente, do preço do gás natural consumido por esta central nas condições definidas no AGC<sup>21</sup>. No que respeita aos custos com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, a acentuada subida do preço de mercado deste fator produtivo será determinante para o acréscimo desta natureza de custos. Esta subida não é visível na central da Tejo Energia devido à redução prevista da sua produção em 2019.

Do lado das receitas de venda de energia elétrica, a ERSE prevê que aumentem para ambas as centrais em 2019, relativamente ao que está estimado para 2018, devido, principalmente, ao incremento das receitas unitárias, que se justifica maioritariamente pela subida do preço de mercado de 2018 para 2019.

Para o agregado das duas centrais, o aumento das receitas deverá ser inferior ao acréscimo dos encargos de energia contribuindo, assim, para uma redução da margem operacional do *portfolio*.

---

<sup>21</sup> O Acordo de Gestão de Consumo (AGC) é um contrato com cláusulas do tipo *take-or-pay*, celebrado entre a REN Trading e a GALP, ao abrigo do qual a REN Trading tem obrigação de consumir de quantidades mínimas de gás natural na central da Turbogás, em horizontes temporais distintos, em particular no horizonte anual para o qual se encontra definida a Quantidade Anual Contratual (QAC).

Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2019

		2018	2019
Preço base <sup>(1)</sup>	€/MWh	59,0	61,0
Preço licenças CO <sub>2</sub> <sup>(1)</sup>	€/ton	13,5	17,8
Tejo Energia	Quantidades GWh	2 566	2 496
	Custo variável com CO <sub>2</sub> (EUR/MWh)	51,7	50,7
Turbogás	Quantidades GWh	3 321	3 369
	Custo variável com CO <sub>2</sub> (EUR/MWh)	63,5	72,5

<sup>(1)</sup> Preço médio de mercado previsto tendo em conta mercado de futuros, e a estimativa para 2018 incorpora o verificado nos 8 primeiros meses do ano

#### PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do Artigo 89.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos proveitos permitidos de 2019. De notar que o acréscimo nos custos de exploração previsto para 2019 derivam de despesas jurídicas que poderá incorrer o Agente Comercial com processos em curso.

Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2018	Tarifas 2019
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	148 203	195 098
Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	604 553	621 994
Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	6 765	5 445
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	463 115	432 341
Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	1 216	1 740
Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	1 205	1 715
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	10	24
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	11	27
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	5,50%	5,17%
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano <i>t-1</i>	10 092	-25 410
Adiamento do ajustamento no ano <i>t</i> , dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em	0	
Ajustamento no ano <i>t</i> , dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em <i>t-2</i>	4 874	-61 855
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	134 453	284 102

#### 4.1.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTO EM 2017 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

De acordo com o artigo 83.º do Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 551/2014, de 15 de dezembro, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2019, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os valores transferidos da atividade de Gestão Global do Sistema e o montante aceite, considerando o incentivo à gestão otimizada dos CAE não cessados, referente a 2017, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do respetivo artigo ao valores reais do diferencial de custo CAE de 2017. Este montante é atualizado para 2019, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2017<sup>22</sup>, acrescida do *spread*<sup>23</sup> de 0,75 pontos percentuais, e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2018<sup>24</sup>, acrescida de *spread* de 0,50 pontos percentuais. Ao montante obtido desta forma, deduz-se o ajustamento provisório do ano 2017 efetuado nas tarifas de 2018, atualizado para 2019 com juro relativo a 2018 e respetivo *spread*, anteriormente referido.

<sup>22</sup> Média dos valores diários verificados de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2017.

<sup>23</sup> O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.1 deste documento.

<sup>24</sup> Média dos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2018.



O Quadro 4-4 reflete os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial em 2017 a repercutir nas tarifas de 2019 é negativo, o que significa um valor a receber pela empresa.

**Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2017**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2017	Tarifas 2017
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	623 435	501 051
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores c	6 157	3 292
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	458 831	382 749
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 135
5	Ajustamento t-1	-31 403	-31 403
6	Ajustamento t-2	-192	-192
7	Incentivos ICAE e PAM t-2	3 222	
<b>A = 1 +2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC</b>	<b>205 579</b>	<b>154 325</b>
<b>B</b>	<b>Sobrecusto recuperado pela GGS</b>	<b>154 325</b>	
<b>C = (B - A) * (1 + it-2) * (1+it-1)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>-51 730</b>	
<b>D</b>	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	10 092	
<b>E = D * (1 + it-1)</b>	<b>Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t</b>	<b>10 124</b>	
i <sub>t-2</sub>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano 2016 + spread	0,605%	
i <sub>t-1</sub>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2017 + spread	0,322%	
<b>G</b>	<b>Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2</b>	<b>0</b>	
<b>F = C - E + G * (1 + it-2) * (1+it-1)</b>	<b>Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>-61 855</b>	

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2017, ano t-2.

#### Análise do diferencial de custo

O Quadro 4-5 compara o valor do diferencial de custo do Agente Comercial previsto nas tarifas de 2017 com o valor real ocorrido nesse ano.

Quadro 4-5 – Desvios em 2017 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		2017 Tarifas (1)	2017 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
<b>Encargo de Potência</b>					
(1a)	Tejo Energia	109 558	110 182	625	1%
(1b)	Turbogás	135 161	133 786	-1 375	-1%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>244 718</b>	<b>243 968</b>	<b>-750</b>	<b>0%</b>
<b>Encargo de Energia</b>					
(2a)	Tejo Energia	92 699	159 822	67 123	72%
(2b)	Turbogás	139 868	182 213	42 345	30%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>232 567</b>	<b>342 035</b>	<b>109 468</b>	<b>47%</b>
<b>Licenças de CO2</b>					
(3a)	Tejo Energia	16 693	20 154	3 462	21%
(3b)	Turbogás	7 072	7 924	852	12%
(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	128	128	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	<b>Total</b>	<b>23 765</b>	<b>28 207</b>	<b>4 441</b>	<b>19%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>					
(4a)	Tejo Energia	191 562	231 344	39 781	21%
(4b)	Turbogás	191 086	217 987	26 900	14%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>382 649</b>	<b>449 330</b>	<b>66 682</b>	<b>17%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>					
(5a)	Tejo Energia	101	-796	-897	-
(5b)	Turbogás	0	1 071	1 071	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>101</b>	<b>275</b>	<b>174</b>	<b>-</b>
<b>Saldo VPP</b>					
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>					
(7a)	Tejo Energia	1 470	2 964	1 494	102%
(7b)	Turbogás	1 822	3 192	1 370	75%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>3 292</b>	<b>6 157</b>	<b>2 865</b>	<b>87%</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	28 757	62 576	33 819	118%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)	Turbogás	92 837	108 058	15 221	16%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	128	128	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	<b>Total</b>	<b>121 594</b>	<b>170 761</b>	<b>49 168</b>	<b>40%</b>

#### Análise do encargo de energia e das receitas de mercado

O encargo de energia e as receitas de mercado dependem das quantidades produzidas. O primeiro depende também dos custos variáveis unitários, por sua vez dependente dos custos com combustíveis, e o segundo da receita unitária, que varia com os preços nos mercados de eletricidade e de serviços de sistema.

O Quadro 4-6 mostra que a quantidade de energia elétrica produzida pelas centrais com CAE em 2017 foi superior ao previsto em 19,3%. Individualmente, verifica-se que a produção da Turbogás foi superior ao previsto em mais de 14% e no caso da Tejo Energia o desvio foi superior a 24%. A amplitude destas diferenças justifica-se, principalmente, pela baixa hidraulicidade do ano de 2017, associada a uma pequena queda da produção em regime especial face à previsão nas tarifas de 2017 e ao ligeiro crescimento do consumo de energia elétrica (+0,7%), o que permitiu a colocação em mercado da produção destas centrais num maior número de horas do que previsto no exercício tarifário de 2017.

Quadro 4-6 – Desvios em 2017 da produção das centrais com CAE

Unidade: GWh

	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2017	Verificado 2017	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	3 375	4 200	24,4%
<b>Turbogás</b>	3 363	3 840	14,2%
<b>Total</b>	6 738	8 039	19,3%

Os custos variáveis unitários de produção foram superiores ao previsto na Tejo Energia, em cerca de 38,6%, e na Turbogás, em cerca de 14,1%, como se pode verificar no Quadro 4-7. Estes desvios estão ligados à variação do preço dos combustíveis associados a cada central: o preço do carvão subiu bastante em relação ao previsto (cerca de 45%) e o preço do Brent de referência para a central da Turbogás também teve um aumento, apesar de menor amplitude que o carvão (cerca de 3%). A conjugação dos desvios por excesso das produções e dos custos variáveis resultou num desvio dos encargos de energia agregados de ambas as centrais de 47%.

Quadro 4-7 – Desvios em 2017 do custo variável unitário de produção (sem CO<sub>2</sub>) das centrais com CAE

Unidade: €/MWh

	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2017	Verificado 2017	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	27,5	38,1	38,6%
<b>Turbogás</b>	41,6	47,5	14,1%

Adicionalmente, os encargos unitários com a aquisição de licenças para emissão de CO<sub>2</sub> de ambas as centrais foram ligeiramente inferiores ao previsto em tarifas de 2017, como se pode atentar no quadro seguinte.

Quadro 4-8 – Desvios em 2017 dos encargos unitários com licenças de CO<sub>2</sub> das centrais com CAE

	Unidade: €/MWh		
	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2017	Verificado 2017	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	4,95	4,80	-3,0%
<b>Turbogás</b>	2,10	2,06	-1,9%

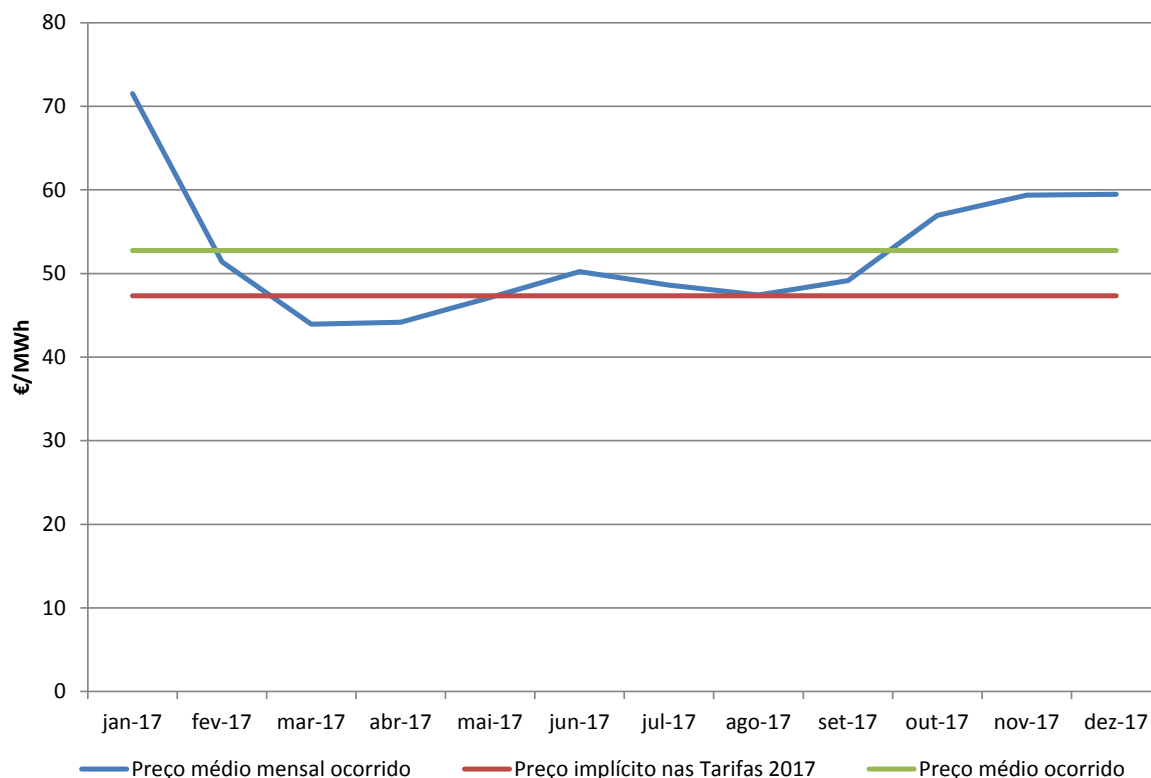
O Quadro 4-9 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

Quadro 4-9 – Desvios em 2017 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE

	Unidade: €/MWh		
	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2017	Verificado 2017	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	56,8	54,9	-3,3%
<b>Turbogás</b>	56,8	57,1	0,4%

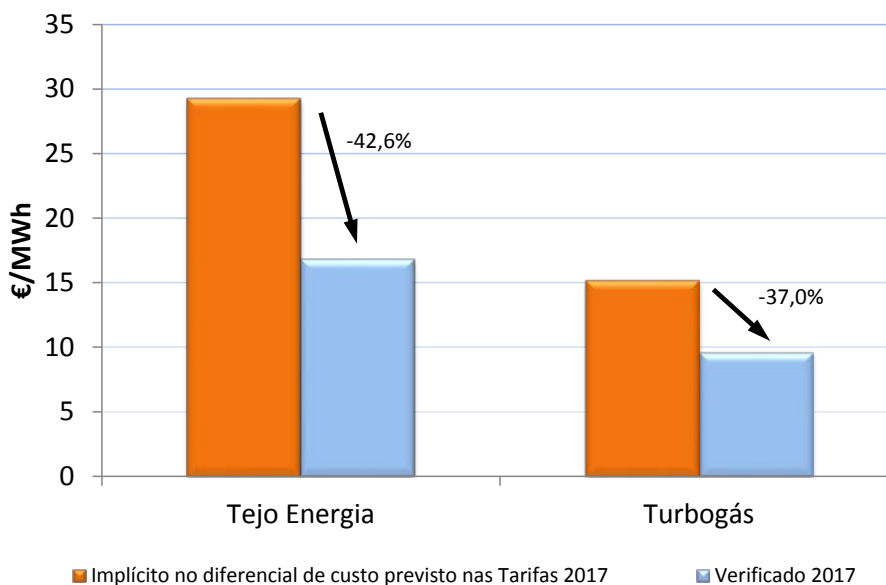
Apesar do preço de mercado ter sido, em termos anuais, superior ao previsto em cerca de 11% (como se pode observar na Figura 4-1), as receitas unitárias de ambas as centrais foram bastante próximas das previstas, mas com comportamentos opostos. A receita unitária da Tejo Energia situou-se 3,3% abaixo do previsto enquanto a receita unitária da Turbogás foi ligeiramente superior ao previsto em tarifas de 2017, em 0,4%.

Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português



A redução das receitas unitárias na central da Tejo Energia foi acompanhada de um aumento dos custos unitários desta central, pelo que o *mark-up* ocorrido no ano de 2017 diminuiu de forma notória comparativamente com o previsto nas tarifas de 2017 (-12,5€/MWh), embora mantendo o sinal positivo, como mostra a Figura 4-2. No caso da Turbogás, o acréscimo das receitas unitárias foi inferior ao acréscimo dos custos variáveis, resultando também numa diminuição do *mark-up* em relação ao previsto (- 5,6€/MWh).

Figura 4-2 – Desvio do *mark-up* das centrais com CAE previsto para 2017 face ao ocorrido



Sobre o desvio ocorrido na parcela “Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE”, refira-se que no valor ocorrido estão incluídos os custos com aquisição de energia elétrica, ao contrário do que foi feito nas tarifas de 2017, o que contribuiu decisivamente para a amplitude deste desvio.

#### Análise do encargo de potência

O encargo de potência é uma das principais componentes do custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE. Esta rubrica de custos está relacionada com o valor do investimento efetuado nas centrais, não variando com a produção de energia elétrica, mas sim com a disponibilidade verificada das centrais e com a evolução das variáveis monetárias e macroeconómicas necessárias à sua determinação, de acordo com o previsto nos próprios CAE.

O valor do encargo de potência verificado em 2017 na central da Turbogás foi bastante próximo do previsto. No caso da central da Tejo Energia observou-se um incremento do encargo de potência pouco significativo (+1%).

#### Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

A Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, que revogou o Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de abril, define no seu Anexo I o incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados. Esta revisão dos incentivos aplicáveis

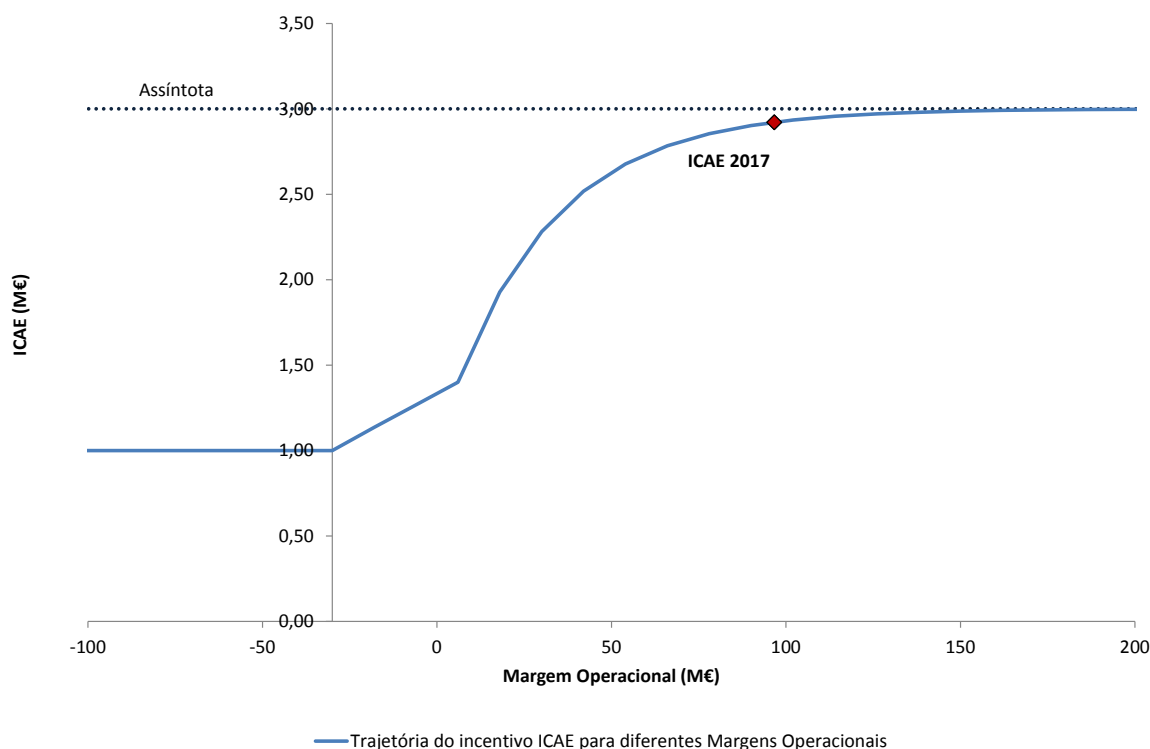
ao Agente Comercial foi sobretudo motivada pelas alterações estruturais do setor elétrico português e pela existência de um novo enquadramento legal do mecanismo de comércio europeu de licenças de emissão (CELE).

Este incentivo  $I_{CAE}$  é determinado em função da margem operacional obtida para o *portfolio* das centrais geridas pela REN Trading. Para efeitos de cálculo desta margem operacional considera-se a receita anual de ambas as centrais, proveniente das vendas de energia elétrica em mercado diário e em mercados a prazo, incluindo receitas líquidas da participação nos mercados de serviços de sistema, e retiram-se os custos variáveis anuais de ambas as centrais, incluindo as aquisições de gás natural e de carvão, as aquisições de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e os custos variáveis de O&M.

#### CÁLCULO DA MARGEM OPERACIONAL CONSIDERADA NO $I_{CAE}$

No cálculo da margem operacional da central da Turbogás foram incluídos nos custos variáveis os custos com as tarifas de acesso à rede de gás natural (ATR), uma vez que estas estão correlacionadas com a produção da central. Esta forma de cálculo permite adequar a aplicação do incentivo ao método como foram preparados os cenários usados na definição dos seus parâmetros. A figura e o quadro seguintes apresentam os resultados da aplicação do incentivo  $I_{CAE}$ , que em 2017 foi de 2 922 milhares de euros, correspondente a uma margem operacional do *portfolio* de centrais de 96,7M€.

Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2017



#### CÁLCULO DO PRÉMIO DE ADEQUAÇÃO EM MERCADO CONSIDERADO NO $I_{CAE}$

Com a publicação da Diretiva n.º 2/2014, a ERSE aprovou as atuais regras do incentivo à gestão otimizada das centrais que detêm CAE não cessados (Turbogás e Tejo Energia), tarefa que incumbe à REN Trading atuando enquanto Agente Comercial.

O incentivo comporta duas vertentes: (i) o incentivo associado à margem (operacional) libertada com a gestão dos CAE não cessados, em função dos respetivos custos variáveis de produção; e (ii) um prémio para a participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais.

O prémio de adequação em mercado ( $P_{AM}$ ), em euros, é calculado pela seguinte expressão:

$$P_{AM} = k \cdot [\sum_{PH} [(r^{PH} - pmd^{PH}) \cdot q^{PH}]], \text{ em que}$$

- $k$  corresponde a um escalar que replica a partilha de benefícios entre o sistema elétrico nacional e o Agente Comercial, assumindo o valor de 0,5;



- $r^{PH}$  corresponde ao valor da receita unitária obtida pelo Agente Comercial no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;
- $pmd^{PH}$  corresponde ao valor do preço médio no mercado diário do MIBEL, área de preço portuguesa, no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;
- $q^{PH}$  corresponde ao volume de energia colocado pelo Agente Comercial no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em MWh.

Para efeitos de aplicação da referida expressão, a ERSE utilizou a informação recolhida no âmbito da atividade de supervisão de mercado grossista, quer quanto ao funcionamento do mercado diários do MIBEL, quer quanto aos restantes referenciais de mercado.

Como referenciais de mercado considerados para o cálculo, integram-se, sempre que existente contratação por uma ou ambas as centrais envolvidas, os mercados de contratação à vista (mercado diário e mercados intradiários do MIBEL), os mercados de contratação a prazo (nos quais se incluem o OMIP ou mecanismos de contratação bilateral) e os mercados de serviços de sistema (banda de regulação, energia de regulação e resolução de restrições).

O valor de energia colocada em mercado, a que se refere o termo  $q^{PH}$  corresponde ao programa real de cada uma das centrais para efeitos de gestão global de sistema. Daqui decorre que integra o cálculo do prémio a dedução dos desvios à programação, os quais afetam a definição da receita unitária global (termo  $r^{PH}$ ).

O Quadro 4-10 apresenta os volumes de contratação efetuados pelo Agente Comercial em 2017, repartidos por períodos de horas cheias, de ponta e de vazio.

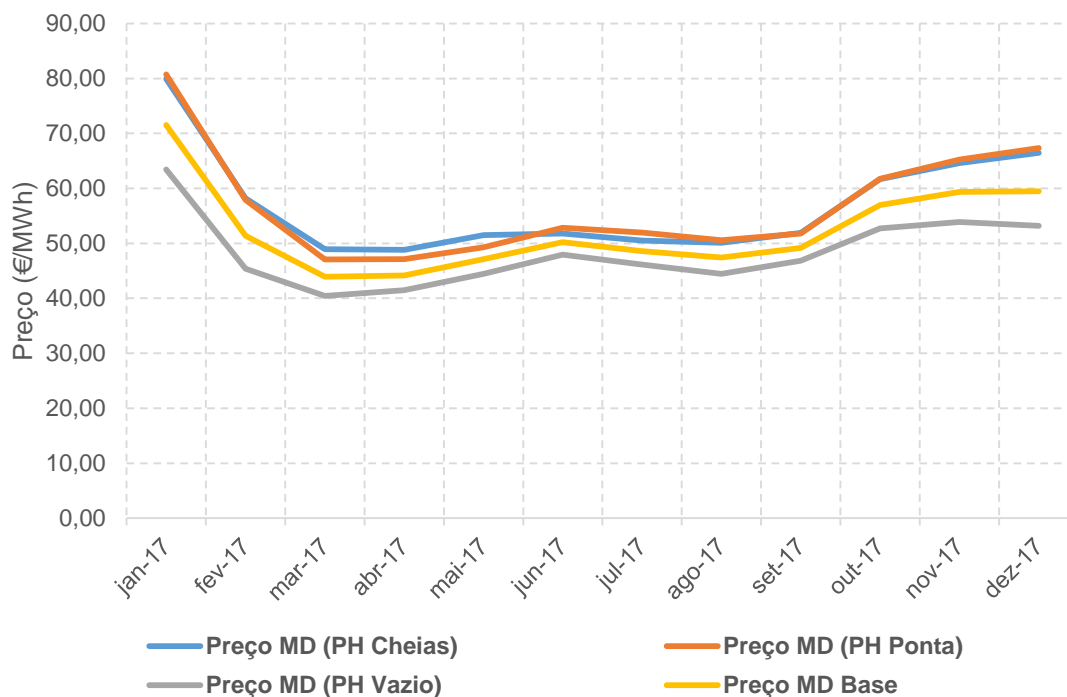
Quadro 4-10 – Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado, em 2017

Referencial de contratação	Cheias	Ponta	Vazio	TOTAL 2017
Contratação em mercado diário (MWh)	1.143.446,00	3.440.257,30	3.289.183,70	7.872.887,00
Contratação líquida em mercados intradiários (MWh)	46.811,90	165.856,20	80.117,30	292.785,40
Programa MD+MiD (MWh)	1.190.257,90	3.606.113,50	3.369.301,00	8.165.672,40
Contratação de energia de reserva secundária (MWh)	11,90	92,79	2.424,95	2.529,64
Contratação de energia de reserva de regulação (MWh)	-28.223,40	-77.229,60	43.869,50	-61.583,50
Contratação de energia para resolução de restrições (MWh)	430,90	-59,20	20.037,90	20.409,60
Contratação em mercados de operação (MWh)	-27.780,60	-77.196,02	66.332,35	-38.644,26
Programa final (MWh)	1.162.477,30	3.528.917,49	3.435.633,35	8.127.028,14
Programa real (MWh)	1.159.342,60	3.520.864,20	3.420.644,60	8.100.851,40
Desvios à programação (MWh)	-3.298,70	-8.053,29	-14.211,35	-25.563,34

Nota: MD – mercado diário; MiD – mercado intradiário.

O preço médio obtido em mercado diário, para cada período horário, corresponde à média aritmética do preço do mercado diário do MIBEL nas horas desse período horário. A Figura 4-4 apresenta os valores dos preços médios do mercado diário do MIBEL, em base mensal, para o ano de 2017, cobrindo cada um dos três períodos horários e o preço base (todas as horas).

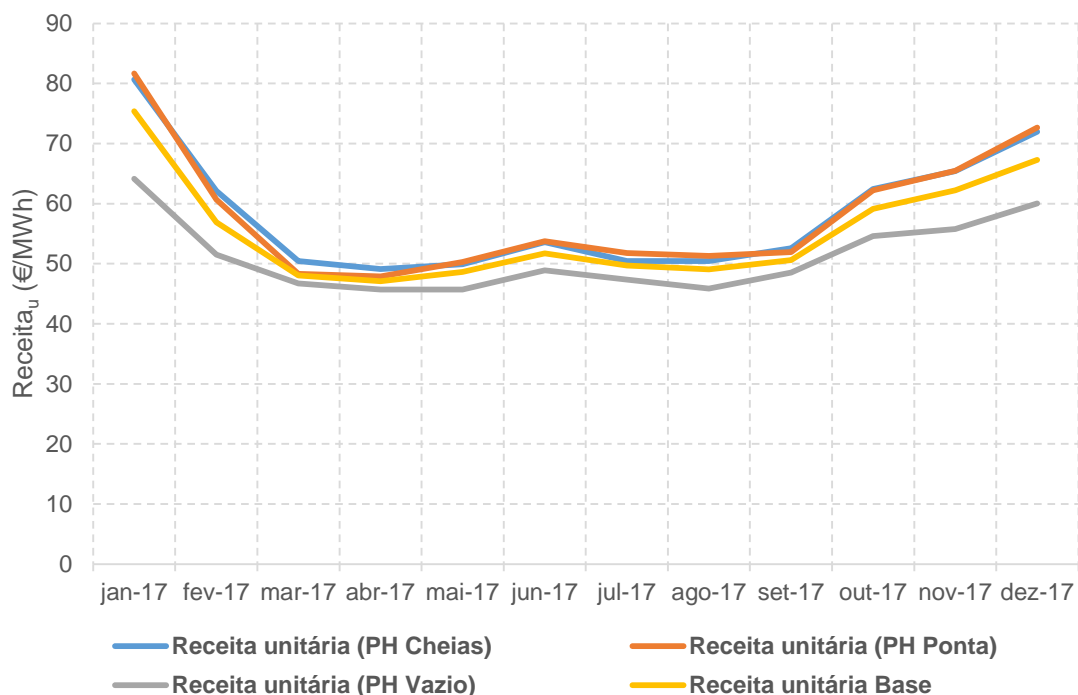
Figura 4-4 – Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (cheias, ponta e vazio) e para todas as horas (base), em 2017  
Média aritmética mensal



Conforme se extrai da figura anterior, o preço do mercado diário do MIBEL foi, em geral, mais elevado no primeiro e quarto semestre do ano de 2017.

Com base na contratação efetuada, para cada um dos referenciais mencionados, é possível extrair a receita unitária média que se obteve com tal contratação. Esta receita unitária média, em cada período horário, corresponde ao quociente entre a receita obtida nesse período horário e o volume de negociação efetuada no período. A Figura 4-5 apresenta os valores mensais da receita unitária para cada um dos períodos horário e para o período base, obtida pelo Agente Comercial nos diferentes referenciais de contratação.

Figura 4-5 – Receita unitária nos diferentes referenciais de contratação para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2017  
Média mensal ponderada por volume negociado



Como se extrai da comparação das duas figuras anteriores, os valores unitários mensais da receita estiveram, consistentemente, acima dos preços médios do mercado diário, o que se compreende por uma participação significativa nos mercados de remuneração média mais elevada (em particular dos mercados de serviços de sistema ou de operação).

Por fim, na Quadro 4-11 são apresentados os valores parciais de cálculo do prémio, nomeadamente os valores do preço médio do mercado diário do MIBEL para cada um dos períodos horários e a respetiva receita unitária obtida pelo Agente Comercial nos mesmos períodos, bem como os volumes de contratação que lhes estão associados. É possível extrair destes valores que o Agente Comercial colocou a energias das duas centrais com CAE não cessados acima do preço médio do mercado diário do MIBEL para os três períodos horários.

Quadro 4-11 – Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2017

PH	rPH (€/MWh)	pmdPH (€/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (€)
Vazio	51,26	50,69	3.420.644,60	1.949.767,42
Pontas	58,65	58,03	3.520.864,20	2.182.935,80
Cheias	58,75	57,62	1.159.342,60	1.310.057,14
<b>Média/Soma</b>	<b>55,55</b>	<b>54,90</b>	<b>8.100.851,40</b>	<b>5.442.760,36</b>
<b>Prémio associado ao incentivo (PAM) considerando o escalar k = 0,5</b>				<b>2.721.380,18</b>

A estratégia de contratação seguida pelo Agente Comercial representou, assim, uma receita adicional sobre uma colocação plana em mercado diário de cerca de 5,44 milhões de euros. Com base neste valor e no valor do parâmetro de partilha com o sistema (k), fixado em 0,5, o valor do prémio ascenderia a cerca de 4,62 milhões de euros, largamente acima do limite máximo aprovado de 300 000 euros. Consequentemente o valor final do Prémio de Adequação em Mercado  $P_{AM}$  previsto no incentivo CAE corresponde, para o ano de 2017, e conforme sumarizado na Quadro 4-12, aos referidos 300 000 euros.

Quadro 4-12 – Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2017

PH	rPH (€/MWh)	pmdPH (€/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (€)
Vazio	51,26	50,69	3.420.644,6	1.949.767,42
Pontas	58,65	58,03	3.520.864,2	2.182.935,80
Cheias	58,75	57,62	1.159.342,6	1.310.057,14
<b>Média/Soma</b>	<b>55,55</b>	<b>54,90</b>	<b>8.100.851,4</b>	<b>5.442.760,36</b>
k				0,5
<b>PAM</b>				<b>300.000,00</b>

## AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2018 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

O cálculo do desvio provisório de 2018 é apresentado no Quadro 4-13, incluindo a aplicação de juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2018, acrescida de 0,5 pontos percentuais. À semelhança do ajustamento de 2017, para 2018 o ajustamento é negativo, o que significa um valor a devolver à empresa.

**Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2018**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2018
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	134 453
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	171 529
3	Ajustamento t-1	10 092
4	Ajustamento t-2	4 874
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	3 219
<b>A = 1 - (2-3-4+5)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC [(1)-{(2)-(3)-(4)+(5)+(6)}]</b>	<b>-25 328</b>
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2017 + spread	0,322%
<b>B = A * (1+it-1)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>-25 410</b>

Nos pontos seguintes serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2018 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE, bem como os valores estimados para os mecanismos desenvolvidos pela ERSE.

### Análise do diferencial de custo

O Quadro 4-14 apresenta os valores do diferencial de custo estimado para 2018 pela ERSE, com base em dados verificados até agosto de 2018, comparando-os com os valores previstos no ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2018.

Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2018

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		2018 Tarifas (1)	2018 Tarifas 2019 (2)	[(2)-(1)]/(1) %
<b>Encargo de Potência</b>				
(1a)	Tejo Energia	109 390	106 950	-2,2%
(1b)	Turbogás	136 448	133 977	-1,8%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>245 838</b>	<b>240 927</b>	<b>-2,0%</b>
<b>Encargo de Energia</b>				
(2a)	Tejo Energia	126 887	101 760	-19,8%
(2b)	Turbogás	200 200	193 841	-3,2%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>327 087</b>	<b>295 601</b>	<b>-9,6%</b>
<b>Licenças de CO2</b>				
(3a)	Tejo Energia	21 543	31 011	43,9%
(3b)	Turbogás	10 086	17 065	69,2%
(3)=(3a)+(3b)	<b>Total</b>	<b>31 628</b>	<b>48 075</b>	<b>52,0%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>				
(4a)	Tejo Energia	224 055	188 823	-15,7%
(4b)	Turbogás	238 219	229 042	-3,9%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>462 275</b>	<b>417 865</b>	<b>-9,6%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>				
(5a)	Tejo Energia	840	410	-51%
(5b)	Turbogás	0	144	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>840</b>	<b>554</b>	<b>-34%</b>
<b>Saldo VPP</b>				
(6a)	Tejo Energia	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>				
(7a)	Tejo Energia	2 726	2 736	0,3%
(7b)	Turbogás	4 039	2 610	-35,4%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>6 765</b>	<b>5 345</b>	<b>-21,0%</b>
<b>Outros Custos</b>				
(8a)	Tejo Energia	0	0	-
(8b)	Turbogás	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>				
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	<b>Tejo Energia</b>	<b>35 651</b>	<b>53 222</b>	<b>49,3%</b>
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	<b>Turbogás</b>	<b>112 552</b>	<b>118 307</b>	<b>5,1%</b>
(10)=(9a)+(9b)	<b>Total</b>	<b>148 203</b>	<b>171 529</b>	<b>15,7%</b>

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto em cerca de 15,7%, sendo esta diferença explicada pelo desvio na central da Tejo Energia (49,3% acima do previsto em tarifas de 2018). Os principais contributos para este desvio foram o decréscimo da estimativa para as receitas de mercado em ambas as centrais (-9,6%, ou seja, cerca de 44,4 milhões de euros), face ao previsto nas tarifas de 2018,

bem como o aumento significativo dos custos com licenças de CO<sub>2</sub> (+52%), pese embora a diminuição de cerca de 9,6% no encargo de energia estimado (cerca de 31,5 milhões de euros).

O Quadro 4-15 apresenta as principais diferenças em termos de pressupostos considerados em 2018 e os que estão implícitos nas tarifas de 2019, destacando-se o maior valor estimado para as receitas unitárias tanto da Tejo Energia, como da Turbogás, decorrente da previsão de subida do preço de energia elétrica no mercado *spot* assumida pela ERSE para 2019. No entanto, este desvio da receita unitária é proporcionalmente inferior ao desvio dos custos variáveis que, combinado com o efeito do aumento acentuado dos custos com a aquisição das licenças de CO<sub>2</sub>, conduz a que o *mark-up* de ambas as centrais seja, em 2018, inferior ao previsto nas tarifas de 2018, conforme se ilustra na Figura 4-6.

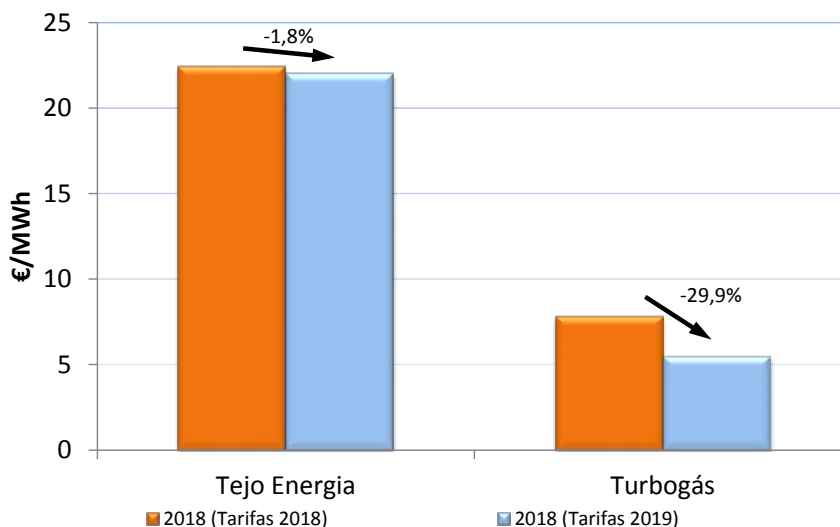
O *mark-up* estimado para 2018 face ao previsto no ano anterior reflete igualmente a maior hidraulicidade estimada para 2018, tendo em conta o verificado até à data, o que contribui para desacoplar o nível de preços no mercado grossista dos custos de produção das centrais térmicas.

**Quadro 4-15 – Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2018**

		2018 (Tarifas 2018)	2018 (Tarifas 2019)
Tejo Energia	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	51,4	59,0
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u>	65,9	73,8
	<u>Custo variável com CO<sub>2</sub></u>	43,5	51,7
	<u>Custo com licenças de CO<sub>2</sub></u>	6,3	9,1
	<u>Produção</u>	GWh	3 411
Turbogás	<u>Preço médio do mercado em Portugal</u>	51,4	59,0
	<u>Receita unitária (com serviços sistema)</u>	67,0	69,0
	<u>Custo variável com CO<sub>2</sub></u>	59,1	63,5
	<u>Custo com licenças de CO<sub>2</sub></u>	2,8	4,8
	<u>Produção</u>	GWh	3 557

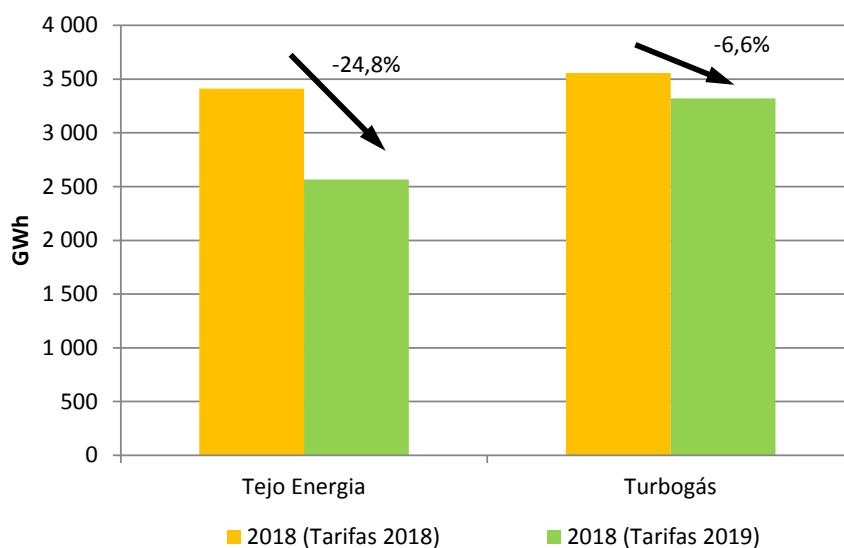


Figura 4-6 - Desvios em 2018 do *mark-up* das centrais com CAE



A produção estimada para 2018 no exercício tarifário de 2019 deverá ficar abaixo do previsto em tarifas de 2018 para o *portfolio* das centrais (-15,5%), sendo o desvio na Tejo Energia de -24,8% e na Turbogás de -6,6%.

Figura 4-7 - Quantidades produzidas previstas e estimadas



### Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

No que respeita ao mecanismo de gestão otimizada dos CAE não cessados assumiu-se como estimativa para 2018 o montante de 2,92 milhões de euros.

## **4.2 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT**

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

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2019, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para este ano.

### **4.2.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA**

O custo total da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) resulta dos custos diretamente relacionados com a gestão do sistema e com os custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral, também conhecidos com o acrónimo CIEG.

As variações ocorridas no custo unitário da GGS resultam, essencialmente, dos CIEG imputados a esta tarifa, os quais serão objeto de análise neste ponto.

No que diz respeito aos investimentos registre-se que o Estado concedente, no uso das suas prerrogativas legais, não tem procedido a aprovação dos PDIRT, embora também não os tenha rejeitado de forma expressa, tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas (n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e n.ºs 8 a 10 do artigo 36.º- A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente). Neste contexto, a consideração, em definitivo, dos investimentos entrados em exploração a partir de 2017 como referência para efeitos de definição dos proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema, que não digam respeito a investimentos relacionados com a adequada manutenção, modernização e reposição das infraestruturas, está dependente da aprovação dos planos em causa.

Os pontos abaixo apresentam o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de GGS para o ano t, bem como o cálculo dos ajustamentos aplicáveis em t-2 e t-1.

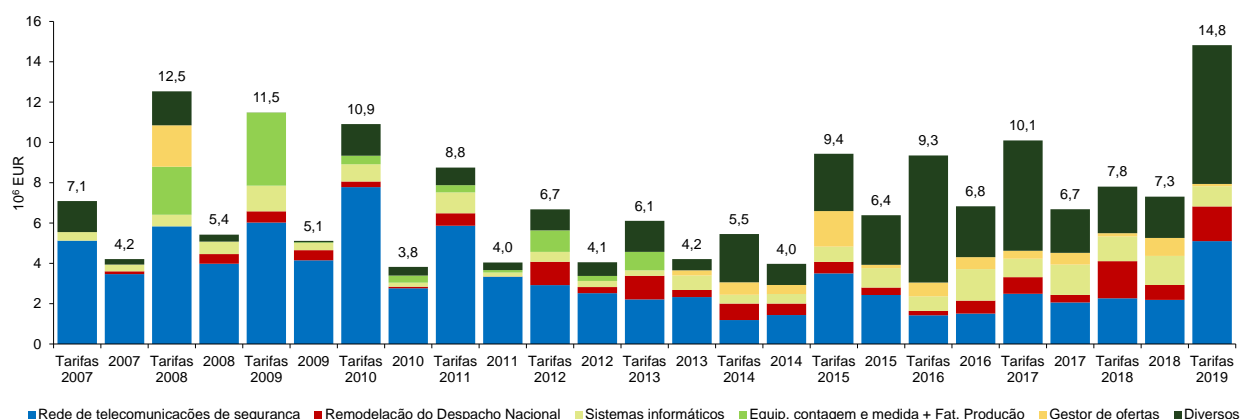
#### 4.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de GGS foi regulada por remuneração dos ativos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos, objeto de ajustamento *a posteriori* até 2017. No atual período regulatório, foi alargada à atividade de GGS a regulação por incentivos, do tipo *revenue cap*, com incidência no OPEX, tendo-se mantido a anterior metodologia de regulação ao CAPEX.

#### CUSTOS DIRETAMENTE RELACIONADOS COM A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Na Figura 4-8 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2006 e 2017 reais, bem como os valores estimados para 2018 e previstos pela empresa para tarifas de 2019. Os valores previstos pela REN são sujeitos a análise podendo não ser incorporados no cálculo tarifário.

Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema



Da análise da Figura 4-8, realça-se que o investimento atingiu o valor mínimo no ano de 2010, tendo apresentado desde esse ano valores de realização acima dos 4 milhões de euros. O valor real ocorrido em 2017, de 6,7 milhões de euros foi bastante inferior ao previsto em tarifas de 2017, de 10,1 milhões de euros. É de realçar que as previsões apresentadas para os anos de tarifas foi sistematicamente acima dos valores que se vieram a verificar em cada um dos anos. As previsões para o corrente ano de tarifas de 2019, de 14,8 milhões de euros, representa um aumento de cerca de 103% face ao valor estimado de 2018, de 7,3 milhões de euros. As maiores contribuições para este aumento são as previsões dos investimentos em curso durante o ano de 2019, previstos também entrar em exploração ainda nesse mesmo ano, nas rúbricas:

- Edifícios e outras construções no montante de 6,6 milhões de euros, dos quais 6 milhões são referentes ao projeto de remodelação do Centro de Despacho de Sacavém;
- Telecomunicações (5,1 milhões de euros).

Relativamente a esta última rubrica de telecomunicações, é de realçar um valor de 4,2 milhões de euros referentes ao investimento na Rede de Transmissão e na Rede IP/MPLS, tendo o ORT justificado estes investimentos no domínio da evolução tecnológica dos sistemas utilizadores da RTS.

#### Taxa de remuneração

A taxa de remuneração a aplicar nos ativos regulados da atividade de GGS a considerar no cálculo tarifário para 2019 é de 5,17%.

Os proveitos permitidos de 2019 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2018, determinado de acordo com a aplicação da taxa de remuneração final para 2018 no imobilizado previsto para esse ano, conforme se pode observar no capítulo 4.2.1.2.

#### Custos com interruptibilidade

Para o ano de 2019 foi considerado um montante previsional de 109,3 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, Portaria n.º 200/2012, de 2 de julho, pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, pela Portaria n.º 221/2015, de 24 de julho e pela Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 80,0 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2019, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013;
- 29,3 milhões de euros, relativos à variação do custo com o serviço de interruptibilidade associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, composto pelas seguintes parcelas:
  - o 29,3 milhões de euros de estimativa para a variação do custo com o serviço de interruptibilidade, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, prestado no ano de 2018, que inclui 407 milhares de euros de encargos financeiros, determinados por aplicação da taxa definida no número 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;

- o 8 milhares de euros, a devolver pela empresa ao sistema, referentes à diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2017, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2018 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2017.

#### CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

##### Sobrecusto da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

O Regulamento Tarifário em vigor prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental seja suportado por todos os consumidores nacionais através da tarifa de Uso Global do Sistema.

No quadro seguinte mostra-se o valor do sobrecusto com a convergência tarifária em cada uma das Regiões Autónomas.

**Quadro 4-16 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR																		
<b>Custo RAA</b>																		
% da RAA na UGS	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	34,1%	3,4%	7,1%	6,9%	5,9%	3,3%	2,4%	1,7%	2,1%	3,5%	
sobrecusto RAA	30 103	40 079	48 187	0	3 442	83 236	47 342	79 103	55 598	112 120	109 829	93 570	62 712	50 578	38 460	46 807	63 888	
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	18,94%	1,07%	2,00%	1,96%	1,67%	1,08%	0,85%	0,66%	0,80%	1,03%	
<b>Custo RAM</b>																		
% da RAM na UGS	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	32,0%	2,0%	5,8%	6,3%	5,3%	2,3%	1,4%	0,4%	1,7%	3,4%	
sobrecusto RAM	24 159	28 402	26 473	0	894	50 576	38 686	74 198	33 082	91 272	99 808	84 308	43 675	29 102	8 564	37 359	61 996	
<b>% sobrecusto na TVCF</b>	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	17,76%	0,64%	1,63%	1,78%	1,51%	0,75%	0,49%	0,15%	0,64%	1,00%	

Observa-se um aumento dos sobrecustos com a convergência tarifária em ambas as Regiões Autónomas, para a qual contribuiu o aumento dos custos com os combustíveis para produção de energia elétrica e o reconhecimento nas tarifas dos custos com os direitos de passagem das RA's, desde os ajustamentos aos proveitos permitidos de 2016, refletidos em 2018.

##### Parcela associada aos terrenos hídricos

A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, procedeu à alteração da Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, alterada pelas Portarias n.ºs 481/2007, de 19 de abril, e 542/2010, de 21 de julho, estabelecendo novas regras para a remuneração anual dos terrenos que integram o domínio público hídrico e que estão afetos à entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) de eletricidade, nos termos dos

respetivos contratos de concessão de domínio público hídrico. De acordo com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, “*tendo em vista a redução dos custos gerais do sistema em benefício de todos os consumidores de eletricidade, no quadro das medidas que se têm vindo a adotar com vista a garantir a sustentabilidade do SEN*”, a remuneração anual dos referidos terrenos que integram o domínio público hídrico e se mantêm afetos à concessionária da RNT passou a ser calculada tendo por base uma taxa associada à classificação atribuída ao desempenho auditado da entidade concessionária da RNT, determinando-se a emissão de um relatório sobre o grau de desempenho da entidade concessionária da RNT pela comissão de auditoria prevista no artigo 23.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, aditado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e o envio desse relatório à ERSE. Esta Comissão, cuja promoção cabe à Direção Geral de Energia e Geologia, produziu o seu último relatório em 2015. Não havendo atualmente elementos que permitam aplicar as regras fixadas pela Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, para a remuneração anual dos referidos terrenos, considerou-se para o cálculo das tarifas de 2019, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos de 2017, uma taxa de remuneração dos terrenos igual a 0%.

#### 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, em 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 em vigor, publicado pela ERSE;
  - As amortizações anuais do ativo bruto afeto à Concessão;

- Recuperação, em 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.

Assim, os custos constantes da informação reportada pela Enondas no processo de determinação das tarifas de 2019 tiveram o seguinte tratamento:

- Investimentos transferidos para a exploração em 2018: 215 milhares de euros;
- Investimentos em curso no final de 2018: 55 milhares de euros<sup>25</sup>;
- Taxa média de amortização dos ativos em exploração de 9,4%.

O processo de cálculo tarifário para 2019 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2017. Este ajustamento ascendeu a 15 milhares de euros<sup>26</sup>.

O Quadro 4-17 apresenta o cálculo dos proveitos da Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema, bem como o ajustamento aos proveitos permitidos de 2017.

---

<sup>25</sup> Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

<sup>26</sup> Ajustamento com sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2017	2017	Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>A = 1 + 2 * 3</b>	Custos com capital	415	400	423	421
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	283	279	302	322
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	2 160	1 972	1 910	1 905
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	6,13%	6,13%	6,33%	5,17%
<b>B</b>	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	0	0	0
<b>C</b>	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2				
<b>D</b>	Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos em t-2	9	9	3	15
<b>E = A + B - C - D + I</b>	Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	391	432	406
<b>F = E - D</b>	Recuperado via UGS		406		
<b>G = F - E</b>	Desvio do ano		15		
$i_{1,t}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-1} + spread$		0,322%		
$i_{2,t}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-2} + spread$		0,605%		
$H = G \times (1+i_{1,t}) \times (1+i_{2,t})$	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos		15		
<b>I</b>	Correção extraordinária ao ajustamento de 2014 refletido em tarifas de 2016			12	

#### Custos com os incentivos à garantia de potência

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência, subjacente ao cálculo tarifário para 2019, é enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro<sup>27</sup>. Na sua redação atual, esta Portaria prevê apenas a modalidade de incentivo ao investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas.

Nos termos do artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, 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.

De acordo com o artigo 17.º da Portaria em causa, os pagamentos dos incentivos à garantia de potência são efetuados pela entidade responsável pela gestão técnica global do SEN no ano civil seguinte àquele a que se reportam, sendo acrescidos de juros calculados à taxa de juro EURIBOR a 12 meses, adicionada do *spread* que seja aplicável nesse ano, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor<sup>28</sup>.

Neste contexto legal, o cálculo dos proveitos permitidos de 2019 da atividade de GGS inclui o montante do incentivo à garantia de potência na modalidade de investimento, respeitante ao ano de 2018, acrescido de

<sup>27</sup> A modalidade de incentivo à disponibilidade definida na redação inicial da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, foi suspensa pelo artigo 169.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017.

<sup>28</sup> Média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses, acrescida do *spread*, à semelhança do que é usado nos ajustamentos de t-1.



juros. Estes valores foram incluídos no cálculo tarifário de 2019 por uma questão de prudência, embora ainda se aguarde homologação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, para os montantes anuais referentes aos aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor (montante e jusante) e Salamonde II<sup>29</sup>. No que respeita ao aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova III (Frades II) aguarda-se o reconhecimento da elegibilidade para receber o incentivo e a homologação pelo membro do Governo responsável pela área de energia dos montantes referentes a 2017 e 2018<sup>30</sup>. O quadro seguinte apresenta os montantes do incentivo à garantia de potência, com desagregação por centro electroprodutor, que foram incluídos na definição dos proveitos permitidos à atividade de GGS.

**Quadro 4-18 - Montantes dos incentivos à garantia de potência e respetiva repercussão nos proveitos permitidos, desagregado por central**

		Incentivo à garantia de potência respeitante ao ano de 2018						Juros para repercussão T2019	Pagamentos às centrais em 2019
Centro Electroprodutor	Modalidade	Potência instalada líquida Pil [MW]	Coefficiente Disponib. Final cdf	Índice Valorização Disponib. ivd	Índice Cumprimento Prazo icp	N.º meses	Montante do incentivo 10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
Alqueva II (reforço potência)	Invest.	255,60					2 811,6	9,1	2 820,7
Grupo 1	Invest	127,80	0,9520	1,0	1,00	12	1 405,8	4,5	1 410,3
Grupo 2	Invest	127,80	0,9293	1,0	1,00	12	1 405,8	4,5	1 410,3
Baixo Sabor (jusante)	Invest.	35,20					813,1	2,6	815,7
Grupo 1	Invest	17,60	0,9468	1,0	1,05	12	406,6	1,3	407,9
Grupo 2	Invest	17,60	0,9311	1,0	1,05	12	406,6	1,3	407,9
Ribeiradio-Ermida	Invest.	74,70					1 725,6	5,6	1 731,1
Grupo 1	Invest	74,70	0,9594	1,0	1,05	12	1 725,6	5,6	1 731,1
Salamonde II	Invest.	222,70					2 315,0	7,5	2 322,4
Grupo 1	Invest	222,70	0,8473	0,9	1,05	12	2 315,0	7,5	2 322,4
Baixo Sabor (montante)	Invest.	151,04					3 489,0	11,2	3 500,3
Grupo 1	Invest	75,52	0,9334	1,0	1,05	12	1 744,5	5,6	1 750,1
Grupo 2	Invest	75,52	0,9351	1,0	1,05	12	1 744,5	5,6	1 750,1
Venda Nova III (Frades II)	Invest.	779,60					8 575,6	27,6	8 603,2
Grupo 1	Invest	389,80	1,0000	1,0	1,00	12	4 287,8	13,8	4 301,6
Grupo 2	Invest	389,80	1,0000	1,0	1,00	12	4 287,8	13,8	4 301,6
<b>Total Incentivo ao Investimento</b>	<b>Invest</b>	<b>1 518,84</b>					<b>19 729,9</b>	<b>63,5</b>	<b>19 793,4</b>

<sup>29</sup> Após solicitação da DGEG de 24 de abril de 2018, a ERSE deu em 30 de julho de 2018 o seu parecer favorável aos montantes anuais do incentivo ao investimento, onde se incluíam os aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor (montante e jusante) e Salamonde II.

<sup>30</sup> No que respeita ao aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova III (Frades II), após interações com a DGEG, a ERSE deu em 7 de maio de 2018 o seu parecer definitivo sobre o reconhecimento da elegibilidade deste centro electroprodutor para receber o incentivo ao investimento, que, após homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, deverá produzir efeitos no mês de julho de 2017.

#### Custos com a Remuneração da Reserva de Segurança do SEN

O artigo 169.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, definiu que o incentivo à garantia de potência na modalidade de disponibilidade deveria ser substituído por um mecanismo de mercado. Em conformidade com estas orientações, foi publicada a Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, que estabeleceu o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN, através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, o qual se baseia num mecanismo de leilão com um comprador único, a entidade responsável pela gestão global do SEN.

Entretanto, a Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril, adiou a realização do leilão para a atribuição de reserva de segurança do SEN, em particular o leilão do ano de 2018, até que exista uma pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do regime de remuneração da reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia.

Neste contexto, no cálculo dos proveitos permitidos para 2019 a ERSE considerou um montante nulo para remuneração da reserva de segurança do SEN.

#### Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor

Foram adicionados 26 milhões de euros, com juros, no ajustamento t-2 dos proveitos permitidos da REN, associados aos montantes não transferidos pelo FSSSE no decorrer do ano de 2017.

#### Custos com o Plano de Promoção de Eficiência do Consumo

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) tem um orçamento de zero euros para 2019, dado que a edição do PPEC que se encontra em implementação foi prolongada até 31 de dezembro de 2019.

De acordo com o artigo 33.º das Regras do PPEC (Diretiva n.º 5/2013, de 22 de março), relativo à dotação orçamental, esta deve ser publicada até 15 de dezembro do ano que antecede o lançamento de cada PPEC, estando sujeita ao mesmo conjunto de procedimentos aplicáveis à aprovação das tarifas e preços anuais, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário. Neste contexto o eventual lançamento de uma nova edição do PPEC, em linha com as edições anteriores, exigirá um orçamento de 11,5 milhões de euros para 2020 e de 11,5 milhões para 2021.

## PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2019

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) é dado pela expressão estabelecida no Artigo 84.º do Regulamento Tarifário em vigor e encontra-se calculado no Quadro 4-19.

### Custos operacionais de exploração

Para o período regulatório 2018-2020, tendo em conta a alteração da metodologia de regulação a aplicar à atividade de GGS, procedeu-se à definição dos parâmetros a aplicar para os custos de exploração, e da base de custos de exploração, bem como a reavaliação das metas de eficiência a aplicar. Desta forma os valores dos custos de exploração resultam da análise e das definições plasmadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”.

Importa salientar a decisão da ERSE relativamente aos ganhos e perdas atuariais, detalhada no referido documento de definição de parâmetros. A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional implicou alterações de reporte dos movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais nas demonstrações de resultados. À medida que as empresas reguladas têm vindo a adotar as novas normas contabilísticas, a ERSE tem vindo a não reconhecer os ganhos e perdas atuariais para apuramento dos proveitos permitidos.

No processo de definição da base de custos para o atual período regulatório 2018-2020, a ERSE passou a incluir fora da base de custos para os períodos regulatórios subsequentes uma renda anual que reflete a amortização dos valores referentes a ganhos e perdas atuariais acumulados à data de harmonização dos normativos contabilísticos ocorridos em 2016, por forma a garantir que o efeito regulatório das alterações contabilísticas fosse neutro para a empresa e para os sistemas.

Para 2019 o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de GGS é de 2 772 milhares de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos<sup>31</sup>. Até 2026, o montante referente a estes custos para a atividade de GGS que faltará refletir em tarifas é de 24 950 milhares de euros.

---

<sup>31</sup> Tendo em conta o tempo médio de serviço futuro da população ativa, de acordo com os resultados da avaliação atuarial reportada a 31/12/2015, num procedimento similar à aplicação do método do “corredor”.

Verifica-se um aumento dos custos da atividade de GGS, para o qual contribuiu, a inversão no sentido dos ajustamentos que passaram para um valor a devolver ao sistema, bem como, no aumento significativo dos custos com interruptibilidade.

É de salientar a não consideração dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, entre 2015 e 2019, na componente alocada à atividade de Gestão Global do Sistema, num montante de 1 721 milhares de euros. Tendo em conta que o PDIRT em que estes investimentos foram apresentados não foi aprovado (n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e n.ºs 8 a 10 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente), e no seguimento da posição tomada pela ERSE em 2013, que considera que a referida proposta de investimento deveria ser complementada com informação adicional, no cálculo do ativo líquido a remunerar da atividade de GGS, não foram considerados os valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT ocorridos entre 2015 e 2017 e os valores previstos até 2019. Os valores a incluir nas tarifas relativamente às obras do edifício sede do ORT deverão apenas considerar os custos eficientes, após a sua análise detalhada. No atual contexto, a tomada de decisão em definitivo por parte da ERSE está dependente da avaliação aos benefícios líquidos do investimento em causa, que decorrerá da análise à informação e à documentação enviada pela REN em dezembro de 2018.

Importa referir, adicionalmente, que a ERSE se encontra a analisar e avaliar a situação reportada pelo ORT referente a dívida vencida de um comercializador de mercado, incorrida no âmbito do mercado de serviços de sistema, que ascende a um montante de cerca de um milhão de euros.

Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2018	Tarifas 2019
A = 1+2+7+8+9+10-11	Custos de gestão do sistema	122 787	135 583
1	Custos de exploração aceites líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS (não sujeitos a metas de eficiência)	0	0
1	Custos de exploração sujeitos a metas de eficiência	16 972	16 960
2 = 3+4*5/100-6	Custo com capital	9 450	8 851
3	Amortizações dos ativos fixos	6 958	6 789
4	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	41 081	42 572
5	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,50	5,17
6	Ajustamento t-1 CAPEX	-233	137
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772
8	Custos com interruptibilidade, no ano t	68 675	79 966
9	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010)	0	0
10	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013)	19 743	29 312
11	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-5 174	2 278
B = 1'+4'-7'+8'-9'+10'+16'+17'+18'+19'+20'+21'-22'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	296 521	448 451
1' = 2'+3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	46 807	63 888
2'	Défi ce tarifários 2006 e 2007		
3'	Convergência tarifária do ano t	46 807	63 888
4' = 5'+6'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	37 359	61 996
5'	Défi ce tarifários 2006 e 2007		
6'	Convergência tarifária do ano t	37 359	61 996
7'	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RA's	305	1 580
8'	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	134 453	284 102
9'	Medidas de política energética com impacto na CVEE AC	0	0
10' = 11'+15'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 982	12 555
11' = 12'/100*14'+13'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 315	11 918
12'	Taxa de acordo com a legislação em vigor	0,10	0,00
13'	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 071	11 918
14'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	243 991	220 062
15'	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	668	637
16'	Custos com a ERSE	6 051	6 268
17'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	384	365
18'	Custos de gestão do PPDA	0	0
19'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	0	0
20'	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	11 500	0
21'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	406
22'	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-46 859	-20 452
C	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	23 864	19 793
D = A + B + C	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	443 172	603 828
E	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	134 453	284 102
G = D - E + 9'	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema	308 719	319 726

#### 4.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os Artigos 84.º a 86.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro, os proveitos a proporcionar em 2019 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2017 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2017.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2017 a repercutir nas tarifas de 2019 encontra-se calculado no Quadro 4-20 <sup>32</sup>.

---

<sup>32</sup> Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 4-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2017

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2017	Tarifas 2017
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
<b>A = a + b * c / 100 - d + e + f - g</b>	<b>Custos de gestão do sistema</b>	<b>167 045</b>	<b>169 670</b>
a	Amortizações dos ativos fixos	7 693	7 467
b	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	38 492	40 727
c	Taxa de remuneração dos ativos fixos	<b>6,33</b>	<b>6,13</b>
d	Ajustamento CAPEX t-1	<b>266</b>	<b>266</b>
e	Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	18 682	19 662
f	Custos com interruptibilidade	110 199	112 013
g	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-28 299	-28 299
<b>B = h + i - j + k - l + m + n + o + p + q + r + s - t</b>	<b>Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>255 281</b>	<b>231 720</b>
h	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	38 460	38 460
i	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	8 564	8 564
j	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	1 115	1 115
k	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	154 325	154 325
l	Medidas de política energética com impacte na CVEE AC	24 212	50 000
m	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 738	12 982
	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	12 071	12 315
	Taxa Swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal verificada no primeiro dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida de spread de 50 basis points	0,00	0,10
	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	12 071	12 071
	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	243 991	243 991
	Parcela associada aos terrenos da zona de proteção hídrica	668	668
	Amortizações dos terrenos afectos à zona de proteção hídrica	668	668
n	Custos com a ERSE	5 860	5 860
o	Transferência para a Autoridade da Concorrência	368	368
p	Custos de gestão do PPDA	0	0
q	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMIP e OMI Clear	460	460
r	Custos com o PPEC	9 517	11 500
s	Custos com a concessionária da zona Piloto	406	406
t	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-49 911	-49 911
<b>C</b>	<b>Custos com o mecanismo de garantia de potência</b>	<b>21 942</b>	<b>21 942</b>
<b>D</b>	<b>Ajustamento extraordinário</b>	<b>0</b>	
<b>E = A + B + C - D</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS</b>	<b>444 268</b>	<b>423 332</b>
<b>F</b>	<b>Proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>426 334</b>	
<b>G = F - E</b>	<b>Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos</b>	<b>-17 934</b>	
<b>H = G x (1+v) x (1+x)</b>	<b>Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizados para t</b>	<b>-18 101</b>	
u	Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em t-1	<b>305</b>	
<b>I = u x (1+x)</b>	<b>Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1, atualizados para t</b>	<b>306</b>	
<b>J = H - I</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2</b>	<b>-18 407</b>	
v	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 + spread	0,605%	
x	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 + spread	0,322%	
y	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema relativo ao ano t-1	<b>-233</b>	
<b>K = J - y x (1+x)</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2</b>	<b>-18 174</b>	

De seguida faz-se a análise do desvio, para as principais rubricas que o compõe.

#### ATIVO LÍQUIDO MÉDIO A REMUNERAR E AMORTIZAÇÕES

O ativo líquido a remunerar foi inferior aos valores previstos em Tarifas 2017, sobretudo por via da redução na ordem dos 41% ao nível das transferências para exploração, conforme se pode verificar no Quadro 4-21. Para este facto também contribuiu a não consideração dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, desde 2015, num montante de 800 milhares de euros, pelos motivos anteriormente expostos.

Quadro 4-21 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	2017 (1)	Tarifas 2017 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento Custos Técnicos</b>	6 686	10 095	-33,8%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	244 293	244 019	0,1%
Investimento Directo	357	344	3,9%
Transferências p/ exploração	6 313	10 710	-41,1%
Reclassificações, alienações e abates	-493	589	
Saldo Final (2)	250 471	255 662	-2,0%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	204 383	204 532	-0,1%
Amortizações do Exercício	7 749	7 522	3,0%
Regularizações	-374	0	
Saldo Final (4)	211 757	212 054	-0,1%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	847	847	0,0%
Comparticipações do ano	0	2	
Amortizações do ano	55	55	-0,3%
Saldo Final (6)	792	794	-0,2%
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2016 (7) = (1) - (3) - (5)	39 063	38 640	1,1%
Valor de 2017 (8) = (2) - (4) - (6)	37 921	42 815	-11,4%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>38 492</b>	<b>40 727</b>	<b>-5,5%</b>



### **TAXA DE REMUNERAÇÃO**

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2017 foi de 6,13% para remunerar a atividade de GGS. A taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,33%, a qual reflete a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2017, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2018, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2017.

### **CUSTOS DE EXPLORAÇÃO AFETOS À GESTÃO DO SISTEMA, LÍQUIDOS DOS PROVEITOS DE GESTÃO DO SISTEMA QUE NÃO RESULTAM DA APLICAÇÃO DA TARIFA DE UGS**

A parcela ( $CE_{GS,t}$ ) apresenta-se seguidamente no Quadro 4-22.

Quadro 4-22 - Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2017	Tarifas 2017	Desvio (2017- Tarifas 2017)	
			Valor	%
Custos operacionais	23 173	22 671	502	2,2%
Trabalhos Própria Empresa (TPE)	767	796	-29	-3,7%
Custos de exploração líquidos de TPE	22 407	21 876	531	2,4%
Serviços de sistema	0	0	0	
Custos de exploração afectos à gestão do sistema	22 407	21 876	531	2,4%
Proveitos afectos à exploração (excluindo TPE)	3 724	2 214	1 511	68,2%
Custos de exploração afectos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos de gestão do sistema que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS	18 682	19 662	-980	-5,0%
CGPPDA	0	0		
Campanha de informação ADENE	460	460		

A redução de 5,0% nos custos de exploração líquidos dos proveitos resulta, em grande parte, do efeito do acréscimo dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS. O aumento nos custos que ocorreram ao nível das contas de Gastos com Pessoal não foi compensado pela redução dos Fornecimentos e Serviços Externos, o que determinou o aumento dos custos operacionais em 2,2%.

#### INTERRUPTIBILIDADE

Em 2017 os custos com interruptibilidade ascenderam a 102 978 milhares de euros, englobando 26 292 milhares de euros respeitantes à variação do custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2017, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013. Atendendo à redação do regime legal da interruptibilidade da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, a repercussão tarifária dos montantes pagos a este segmento de prestadores do serviço de interruptibilidade é efetuada no ano subsequente, com acréscimo de juros, ou seja, o custo estimado (não definitivo e não auditado) com este tipo de contratos de interruptibilidade no ano de 2017 foi repercutido nas Tarifas de 2018.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2017, foram considerados os valores reais correspondentes a esse ano, ou seja:

- Diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2017, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2018 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2017. Esta diferença é de 8 milhares de euros, a devolver pela empresa ao SEN. Este montante foi incluído na rubrica de proveitos referente a esta Portaria;
- Custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2017, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 (76 687 milhares de euros), que origina um ajustamento de 1 830 milhares de euros a devolver pela empresa ao SEN.

Assim, o montante total dos custos com o serviço de interruptibilidade ocorrido em 2017 é inferior às previsões utilizadas na definição das tarifas, originando um ajustamento de 1 838 milhares de euros, a devolver pela empresa ao SEN, que foi repercutido nas tarifas de 2019.

#### **CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA**

Aquando do cálculo tarifário de 2017, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência referentes a 2016 foram repercutidos nas tarifas de 2017, após homologação dos mesmos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, de acordo com o previsto no artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Por este motivo, no cálculo dos proveitos da atividade de GGS para 2019 não há lugar a ajustamentos dos valores considerados para esta rúbrica no cálculo tarifário para 2017.

Quanto ao aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova III (Frades II), as tarifas de 2018 e as tarifas de 2019 incluíram os montantes respeitantes aos incentivos dos anos de 2017 e 2018, respetivamente, embora os mesmos ainda não tenham sido homologados pelo membro do Governo responsável pela área da energia, pelo que este aspeto poderá vir a originar ajustamentos em anos subsequentes.

#### **CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO**

No ajustamento de 2017 a repercutir em 2019 foram considerados 1 984 052 euros, resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2017 relativamente a duas

edições do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em seguida é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

#### PPEC 2013-2014

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 4 961 414 euros em 2017, é necessário devolver aos consumidores 26 228 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2017 para pagamentos em 2018 (4 335 281 euros). Adicionalmente, algumas medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (1 530 886 euros) que ser devolvido aos consumidores.

A ERSE está a elaborar o relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2013-2014, procurando assim uma maior projeção e conhecimento do público sobre os resultados do plano.

#### PPEC 2017-2018

Não tendo a REN efetuado pagamentos em 2017, é necessário devolver aos consumidores 67 400 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2017 para pagamentos em 2018 (11 140 462 euros). Adicionalmente, foi comunicada à ERSE a desistência de duas medidas, tendo o orçamento correspondente (359 538 euros) que ser devolvido aos consumidores.

#### Resumo

Para determinar o ajustamento relativo a t-2, há que considerar o acima exposto para cada uma das implementações analisadas, sintetizando-se no quadro seguinte os valores a devolver aos consumidores no âmbito do PPEC.

**Quadro 4-23 - Resumo ajustamento PPEC t-2**

Unidade: euros

	<b>PPEC 2013-2014</b>	<b>PPEC 2017-2018</b>	<b>Total</b>
Valor não executado	1 530 886	359 538	1 890 424
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	26 228	67 400	93 628

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 93 628 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranço das duas edições do PPEC a

devolver aos consumidores, 1 890 424 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2019.

**VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2018**

O Quadro 4-24 apresenta o valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal Continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas pago durante o ano t-1.

**Quadro 4-24 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2018
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto em 2017 para tarifas 2018	46 807
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto em 2017 para tarifas 2018	37 359
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto em 2017 para tarifas 2018	443 172
4 = 5*6*1000	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS em 2018	451 466
5	quantidades (GWh)	50 227
6	tarifa (€/kWh)	0,00899
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2018	-0,178%
8	Spread no ano t-1	0,500%
9 = [(1+2)/3*4-1-2*(1+(7+8))]	Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	1 580

**ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2018**

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2018 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração estimada para 2018. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

Quadro 4-25 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2018 da GGS

		T2019
<b>Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto no ano T-2 para tarifas de T-1</b>		Tarifas 2018
1	Custo com capital [(1) = (2) + (3) * (4)]	9 217
2	Amortizações dos activos fixos	6 958
3	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	41 081
4	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,50%
<b>Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema estimado no ano T-1 para o ano T-1</b>		2018 em 2018
5	Custo com capital [(5) = (6) + (7) * (8)]	9 081
6	Amortizações dos activos fixos	7 136
7	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	37 650
8	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,17%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de T-1	-0,178%
10	Spread no ano t-1	0,500%
<b>11 = [(1 - 5) * (1 + (9 + 10))]</b>	<b>Ajustamento provisório de t-1 do Custo com Capital da Atividade de Gestão Global do Sistema</b>	<b>137</b>

#### 4.2.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica decorrem, principalmente, da remuneração dos ativos em exploração que compõem a rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica (RNT), bem como do valor das amortizações a eles associados e ainda de um conjunto de custos operacionais de exploração.

No que diz respeito aos investimentos registre-se que o Estado concedente, no uso das suas prerrogativas legais, não tem procedido a aprovação dos PDIRT, embora também não os tenha rejeitado de forma expressa, tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas (n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e n.ºs 8 a 10 do artigo 36.º- A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente). Neste contexto, a consideração, em definitivo, dos investimentos entrados em exploração a partir de 2017 como referência para efeitos de definição dos proveitos permitidos na atividade de Transporte de Energia Elétrica, que não digam respeito a investimentos relacionados com a adequada manutenção, modernização e reposição das infraestruturas, está dependente da aprovação dos planos em causa.

Os pontos abaixo apresentam o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de TEE para o ano t, bem como o cálculo dos ajustamentos aplicáveis em t-2 e t-1.

#### 4.2.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Desde o período de regulação 2009-2011 que a atividade de Transporte de Energia Elétrica é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência quer no CAPEX, quer no OPEX. Para o período de regulação 2018-2020, a ERSE decidiu substituir o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil pelo incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT, que se desenvolveu no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”, e revogou o incentivo ao aumento de disponibilidade dos elementos da RNT<sup>33</sup>, estendendo a aplicação dos restantes incentivos, embora com as adaptações necessárias para melhorar os sinais económicos transmitidos à empresa.

##### Custos operacionais de exploração e custos incrementais

Para o período regulatório 2018-2020 procedeu-se à redefinição dos parâmetros a aplicar para os custos de exploração e custos incrementais, nomeadamente ao nível da base de custos de exploração e dos custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações, bem como a reavaliação das metas de eficiência a aplicar.

##### Valorização de investimentos a custos de referência

O mecanismo de valorização dos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência foi estabelecido pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, e foi revisto através da Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro. Para o período regulatório de 2018 a 2020, a ERSE procedeu a ajustes pontuais nos parâmetros do mecanismo, embora pretenda realizar um novo estudo de detalhe, que atualize um conjunto alargado de aspetos que se mantêm inalterados desde o início da aplicação do mecanismo, designadamente de modo a adequá-lo à realidade atual da atividade de transporte de energia elétrica.

A análise dos custos diretos externos de investimento das obras com transferência para exploração prevista para 2018 e 2019, que foram sujeitas à aplicação deste mecanismo, mostra que os valores estimados e previsionais indicados pela REN são, na generalidade, inferiores aos respetivos custos de referência, em particular no caso das obras em subestações, que a REN prevê executar na totalidade de forma eficiente à

---

<sup>33</sup> A análise e justificação da revogação deste incentivo encontra-se publicada do site da ERSE, do documento “Documento justificativo da proposta de alteração do RQS dos setores elétrico e do gás natural”.

luz deste mecanismo. No caso das obras em linhas, as estimativas do custo direto externo apresentadas pela REN apontam para uma maior dificuldade em alcançar o custo de referência, particularmente nas obras transferidas para exploração em 2018. Estas estimativas e previsões dos custos diretos externos de execução das obras foram considerados pela ERSE no cálculo dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  por obra relativos a 2018 e 2019, os quais são necessários para a aplicação do mecanismo de custos de referência, designadamente para determinar quais as obras que têm prémio na remuneração e para calcular o valor do ativo aceite.

No que respeita ao cálculo dos custos de referência propriamente dito, foram considerados no cálculo dos proveitos para 2019 os valores por obra determinados pela ERSE, tendo por base: (i) a caracterização técnica do investimento previsto que foi disponibilizada pela REN; (ii) os processos de atualização e de eficiência de custos previstos no mecanismo de custos de referência; (iii) os valores dos índices de atualização de custos disponibilizados até 30 de novembro pelas instituições responsáveis pela sua publicação, e (iv) os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório de 2018 a 2020.

Na formação dos custos totais de referência, o mecanismo prevê a aplicação de taxas de referência, sobre os custos diretos externos, relativas a encargos de estrutura e de gestão e a encargos financeiros, sendo a última dependente da tipologia do investimento. Para as taxas de encargos financeiros e para a taxa de encargos de estrutura e gestão, a Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro, contempla metodologias de atualização anual. No caso dos encargos de estrutura e gestão, em sede de definição dos parâmetros para o período regulatório de 2018 a 2020, a ERSE redefiniu o valor de referência para o ano de 2018, bem como o fator de eficiência que lhe é aplicável.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos valores a custos totais de referência dos investimentos em subestações e linhas, incluindo remodelações, cuja remuneração do capital incluída nos proveitos permitidos de 2019 foi calculada à taxa com prémio.



Quadro 4-26 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2018 e 2019

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2018	2019
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	50 110	92 131
Subestações	44 564	41 392
Linhas	5 545	50 739

Nota: Estes valores são apresentados a custos totais.

Fonte: ERSE, REN

#### Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

Para o período regulatório de 2018 a 2020, a ERSE introduziu um novo incentivo na atividade de TEE, designado incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT ( $I_{REI}$ ), que substituiu o incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU). Para além de manter os benefícios associados ao diferimento de investimentos de substituição de ativos totalmente amortizados que ainda exibem um desempenho funcional adequado, este incentivo pretende também dar ao operador da RNT uma maior flexibilidade nas decisões de investimento e na escolha do *mix* mais eficaz entre ativos novos e ativos existentes. Adicionalmente, o incentivo  $I_{REI}$  pretende ser tecnologicamente neutro e estimular a otimização de indicadores de desempenho funcional da RNT, que estão incorporados na formulação e afetam o valor do incentivo recebido pela empresa.

Para o ano de 2019, o montante previsional determinado pela ERSE para este incentivo é de 25 milhões de euros, calculado para um desempenho funcional intermédio da RNT<sup>34</sup>, de acordo com o quadro seguinte.

<sup>34</sup> O desempenho funcional da RNT para efeitos de cálculo do  $I_{REI}$  é medido por indicador definido pela ERSE para o período regulatório de 2018 a 2020, de acordo com o ponto 2.2 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”. No cálculo deste indicador são considerados outros indicadores intermédios associados à disponibilidade dos elementos da RNT, à qualidade de serviço e à capacidade de interligação disponível para trocas comerciais

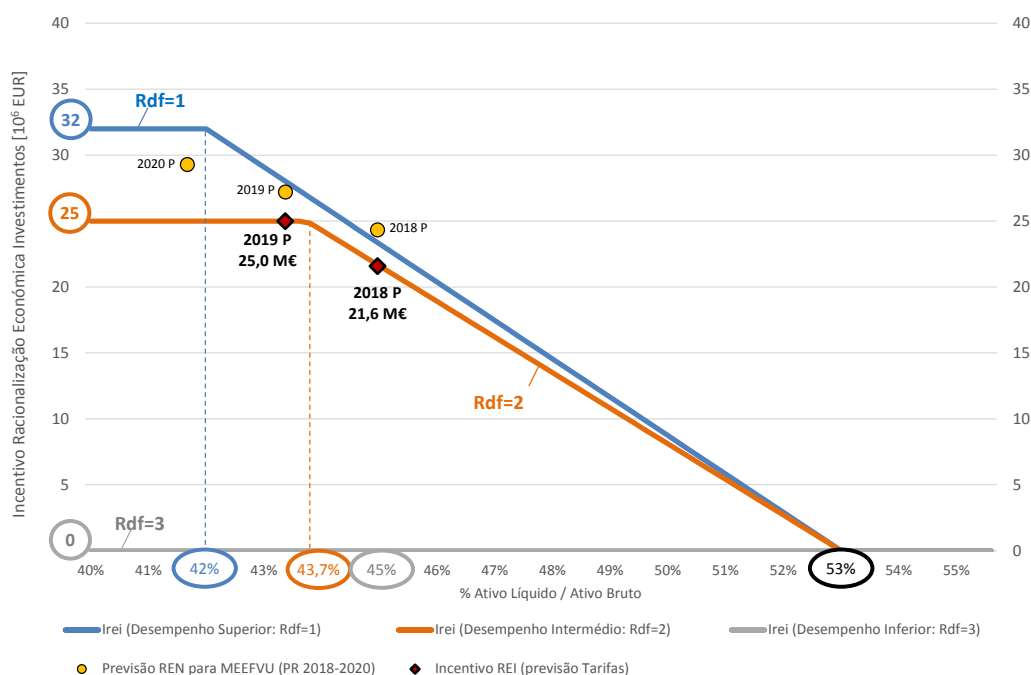
Quadro 4-27 – Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>Ativo Bruto</b>	Início do ano	4 566	4 623
	Fim do ano	4 702	4 822
	<b>ActBruto<sub>URT</sub> (valor médio)</b>	<b>4 634</b>	<b>4 722</b>
<b>Ativo Líquido</b>	Início do ano	2 080	2 016
	Fim do ano	2 091	2 039
	<b>Act<sub>URT</sub> (valor médio)</b>	<b>2 085</b>	<b>2 027</b>
Pact (ActLiq/ActBrt)		45,0%	42,9%
Rdf		2	2
<b>Incentivo I<sub>REI</sub></b>		<b>21 593</b>	<b>25 000</b>

A figura seguinte permite ainda verificar a evolução do valor previsto para este incentivo nos exercícios tarifários de 2018 e 2019, bem como a comparação com os valores do incentivo MEEFVU que foram projetados pela REN para o período regulatório de 2018 a 2020. Face à redução do rácio entre ativo líquido e ativo bruto, constata-se que, na curva de desempenho intermédio (Rdf=2), o valor do incentivo REI previsto para 2019 já se encontra no valor máximo.

Figura 4-9 – Evolução do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT



### Taxa de remuneração

Para os investimentos valorizados com base em custos reais, a taxa de remuneração do ativo prevista para 2019 é de 5,17%. Para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009, valorizados a preços de referência, aplica-se a taxa mencionada anteriormente, acrescida de 75 pontos base, ou seja, a taxa de remuneração do ativo a custos de referência é de 5,92%.

Os proveitos permitidos de 2019 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2018, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração de 2018 conforme se pode observar no capítulo 4.2.2.2.

### Custos de natureza ambiental

A partir do período regulatório 2018-2020 os custos de natureza ambiental são englobados na base de custos de exploração, sujeitos a aplicação de metas de eficiência.

Os custos com limpezas de florestas pela empresa para 2017 foram cerca de 3,5 milhões de euros, o valor mais elevado desde 2016, tal como se pode verificar no Quadro 4-28.

**Quadro 4-28 - Evolução dos montantes referentes a limpeza de florestas**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Limpeza de florestas	351	708	1 389	2 395	3 691	651	3 241	428	3 092	2 800	3 081	3 499

**PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2019**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no Artigo 88.º do Regulamento Tarifário. Para os proveitos permitidos previstos nessa fórmula, e tendo em conta os pontos anteriormente apresentados, apurou-se o montante de proveitos permitidos constante do Quadro 4-29.

Quadro 4-29 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>A</b>	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	30 072	30 098
1	Componente de custos de exploração	29 905	29 967
2	Custo incremental associado à extensão de rede	398	398
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	128	93
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 067	5 063
5	Variação do número de painéis de subestações	23	19
<b>B</b>	Custos com capital [(7) + (8)]	257 119	224 732
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c) - (d)]	126 362	106 092
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 551	65 541
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	928 872	931 572
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,50	5,17
d	Ajustamento t-1 CAPEX	-2 723	7 578
8	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(e) + (f) x (g) - (h)]	130 758	118 640
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	58 137	59 542
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 191 138	1 146 035
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,25	5,92
h	Ajustamento t-1 CAPEX	1 825	8 707
<b>C</b>	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil [(9) x (10) x (1 + 0,5 x (11) + (12) ]		
9	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil		
10	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil		
11	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração		
<b>D</b>	Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos	21 593	25 000
<b>E</b>	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	7 472	7 472
<b>F</b>	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	0	0
<b>G</b>	Custos de natureza ambiental	0	0
<b>H</b>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	389	4 114
<b>I</b>	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F + G - H]	315 868	283 188

A redução verificada dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica face ao ano anterior decorre de um conjunto de efeitos, dos quais se destacam a redução do valor do custo do capital, quer por efeito da redução da taxa de remuneração e do valor do ativo líquido a remunerar, quer por via do valor dos ajustamentos de CAPEX de t-1, este último principalmente na componente referente aos ativos calculados com base em custos de referência, tendo a empresa que devolver um valor de 8,7 milhões de euros.

É de salientar a não consideração dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, entre 2015 e 2019, na componente alocada à atividade de Transporte de Energia Elétrica, num montante de 4 328 milhares de euros. Tendo em conta que o PDIRT em que estes investimentos foram apresentados não foi aprovado (n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e n.ºs 8 a 10 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente), e no seguimento da posição tomada pela ERSE em 2013, que considera que a referida proposta de investimento deveria ser complementada com informação adicional, no cálculo do ativo líquido a remunerar da atividade de TEE, não foram considerados os valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT ocorridos entre 2015 e 2017 e os valores previstos até 2019. Os valores a incluir nas tarifas relativamente às obras do edifício sede do ORT deverão apenas considerar os custos eficientes, após a sua análise detalhada. No atual contexto, a tomada de decisão em definitivo por parte da ERSE está dependente da avaliação aos benefícios líquidos do investimento em causa, que decorrerá da análise à informação e à documentação enviada pela REN em dezembro de 2018.

#### 4.2.2.2 AJUSTAMENTOS

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 88.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro, sendo o cálculo do ajustamento t-2 dado pela expressão estabelecido no n.º 6 desse mesmo artigo.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2017 encontra-se calculado no Quadro 4-30.

Registe-se, tal como referido anteriormente, a não consideração dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, desde 2015, num montante de 2 170 milhares de euros, para o cálculo dos ajustamentos de 2017.

Quadro 4-30 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2017

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2017	Tarifas 2017
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR
$A = 1 + (2 \cdot 3 / 1000) + (4 \cdot 5 / 1000)$	Custos de exploração	31 857	32 048
1	Componente de custos de exploração	31 804	31 866
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	395	395
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	51	129
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 031	5 031
5	Variação do n.º de painéis de subestações	7	26
<b>B = 6 + 7</b>	<b>Custos com capital</b>	<b>274 450</b>	<b>275 442</b>
$6 = a + b \cdot c - d$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	138 600	136 501
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	71 340	71 473
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	966 744	962 774
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	6,33%	6,13%
d	Ajustamento t-1 CAPEX	-6 047	-6 047
$7 = e + f \cdot g - h$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	135 850	138 941
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	53 410	55 584
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 128 708	1 175 797
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	7,08%	6,88%
h	Ajustamento t-1 CAPEX	-2 508	-2 508
$C = 8 \times 9 \times (1 + 0,5 \times 10) - 11$	Incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	21 819	21 448
8	Parâmetro associado ao incentivo à manutenção em exploração do equipamento em final de vida útil	85,00%	85,00%
9	Somatório dos investimentos em final de vida útil / n.º de anos de vida útil	24 791	24 394
10	Taxa de remuneração a aplicar aos equipamentos que após o final de vida útil se encontrem em exploração	7,08%	6,88%
11	Ajustamento ao incentivo de 2009 e de 2010 a incorporar nas tarifas de 2013	0	0
<b>D</b>	<b>Valor da compensação entre operadores das redes de transporte</b>	<b>1 700</b>	<b>200</b>
<b>E</b>	<b>Custos de natureza ambiental</b>	<b>3 528</b>	<b>3 749</b>
<b>F</b>	<b>Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, atualizados para o ano t, nomeadamente auditorias</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>G</b>	<b>Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2</b>	<b>-8 636</b>	<b>-8 636</b>
$H = A + B + C + D + E + F - G$	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica	341 990	341 523
<b>I</b>	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	345 173	
$12 = I - H$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	3 183	
$J = 12 \cdot (1+m) \cdot (1+n)$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizado para t	3 213	
<b>K</b>	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	0	
$L = J - K$	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	3 213	
m	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 + spread	0,605%	
n	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 + spread	0,322%	
tcr	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, relativo ao ano t-1	-2 723	
tcref	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência, relativo ao ano t-1	1 825	
$O = L - tcr \cdot (1+m) - tcref \cdot (1+n)$	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica faturados em t-2	4 114	

## CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

Para o período regulatório 2018-2020 procedeu-se à redefinição dos parâmetros a aplicar durante o novo período regulatório para os custos de exploração e custos incrementais, nomeadamente ao nível da redefinição da base de custos de exploração e dos custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações, bem como reavaliadas as metas de eficiência a aplicar. A metodologia de determinação destes valores deverá ser consultada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

Importa salientar a decisão da ERSE relativamente aos ganhos e perdas atuariais, detalhada no referido documento de definição de parâmetros.

O valor de 82 192 milhares de euros foi alocado à TEE, correspondendo a 72,9% do total<sup>35</sup>. Para tarifas de 2019 o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de TEE é de 7 472 milhares de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos.

O Quadro 4-31 abaixo apresenta os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020.

**Quadro 4-31 - Custos de exploração e custos incrementais da atividade de TEE**

<b>TEE</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>
Componente fixa (milhares de EUR)	29 905		
Fator de eficiência custos operacionais		1,50%	1,50%
Custos incrementais por km de rede (EUR/km rede)	398,33075		
Fator de eficiência km de rede		1,50%	1,50%
Custos incrementais por nº de painéis (EUR/painel)	5 067,10631		
Fator de eficiência n.º de painéis		1,50%	1,50%

Os valores dos custos de exploração para 2019 resultantes da aplicação do mecanismo de custos incrementais atrás referidos são apresentados no quadro *infra*.

<sup>35</sup> Conforme alocação dos custos de pessoal e outros em 2016 entre TEE e GGS e desenvolvido anteriormente para a atividade de GGS.



Quadro 4-32 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2019

		T2018	T2019	Varição (T2019 - T2018) / (T2018)
(1)	Componente fixa (10 <sup>3</sup> EUR)	29 905	29 967	0,21%
	IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre)	1,08%	1,43%	
	Fator de eficiência (%)		1,50%	
(2)	Custos incrementais por km de rede (€/km)	398	398	-0,07%
	Fator de eficiência km de rede (%)		1,5%	
(3)	Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	128	93	-27,23%
(4)	Custos incrementais por painel de subestação (€/painel)	5 067	5 063	-0,07%
	Fator de eficiência por painel de subestação (%)		1,5%	
(5)	Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)	23	19	-19,57%
	Custos de exploração [(1)+(2)x(3)/1000+(4)x(5)/1000]	30 072	30 098	0,08%

#### VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

A valorização a custos de referência dos investimentos transferidos para exploração em 2017 obedeceu às disposições do Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro, e aos parâmetros definidos para o período regulatório de 2015 a 2017. Conforme previsto no artigo 15.º do Anexo I deste diploma, a REN apresentou o relatório de auditoria à aplicação dos custos de referência em 2017, que pretende validar a informação necessária para a aplicação do mecanismo de custos de referência, designadamente, as características físicas das obras transferidas para exploração, o respetivo custo real e o custo de referência por obra, atualizado e sujeito a metas de eficiência.

De acordo com o artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações, a ERSE estabelece quais os ativos transferidos para exploração que não são aceites para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das redes elétricas, designadamente quando não são verificados os motivos que fundamentaram a necessidade do respetivo projeto de investimento. A respeito dos ativos valorizados a custos de referência transferidos para exploração em 2017, a ERSE reconheceu todos os ativos indicados pela REN, não havendo motivos que suscitassem a sua exclusão da base de ativos regulatórios, nos termos do artigo acima mencionado.

O Quadro 4-33 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2017.

Quadro 4-33 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2017

	Custo real 10 <sup>3</sup> EUR			
Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	98 568			
Subestações	46 464			
Linhas	52 104			
	Custo real 10 <sup>3</sup> EUR	% c/ prémio após aplicação do mecanismo	Custo de referência 10 <sup>3</sup> EUR	Δ % Custo Referência / Real
Imobilizado a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	74 679	75,8%	74 401	-0,4%
Subestações	42 181	90,8%	42 498	0,8%
Linhas	32 499	62,4%	31 903	-1,8%

Fonte: ERSE, REN

#### TAXA DE REMUNERAÇÃO

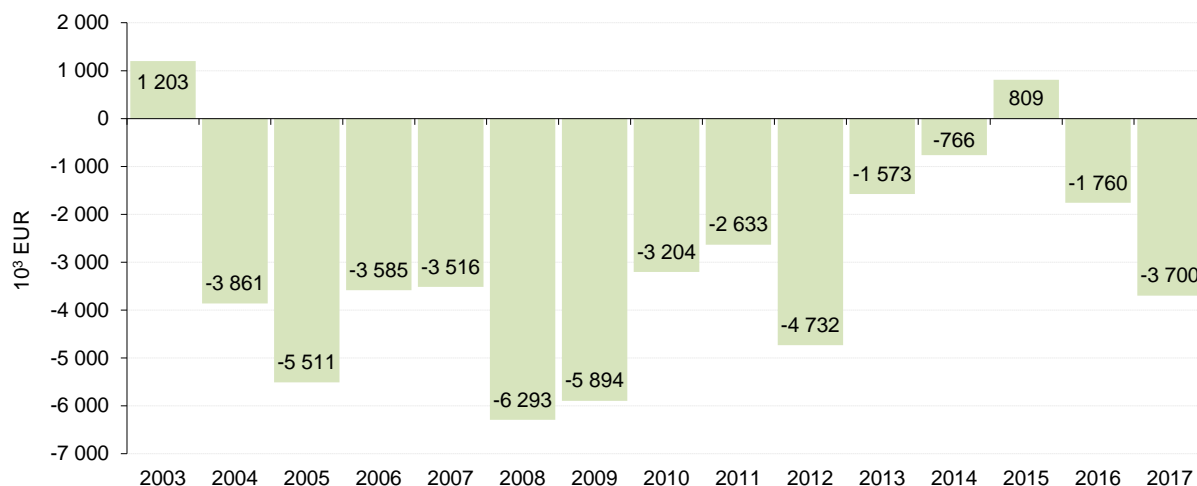
Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2017 foi de 6,13% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 6,88% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,33% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 7,08% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2017, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2018, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2017.

#### CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE

O crescimento das importações decorrentes de contratações no mercado liberalizado e das vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito que levou a que a REN tivesse registado situações de pagadora em quase todos os anos do período em análise, com exceção de 2003 e 2015, anos em que registou situações de recebedora, conforme se pode observar na Figura 4-10. O montante pago pela REN em 2017 ascende a 3 700 milhares de euros.

Figura 4-10 - Compensação entre TSO



Fonte: REN

A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2017 atingiu 2 498 milhares de euros aos quais foram deduzidos 562 milhares de euros resultantes de *Financial Transaction Rights*. O saldo remanescente em 31 de dezembro foi de 2 milhões de euros, que inclui o saldo das ações coordenadas de balanço Serviços de Sistema.

#### CUSTOS DE NATUREZA AMBIENTAL

Conforme apresentado no Quadro 4-30, os custos de natureza ambiental aceites pela ERSE ascenderam a 3 528 milhares de euros, dos quais 3 499 milhares de euros correspondem a custos com limpezas de florestas e 3 milhares de euros relativos ao saldo associado à obrigação legal de desvios de linhas. O quadro *infra* apresenta igualmente a variação entre o previsto para Tarifas 2017 e o ocorrido no mesmo ano. A partir de 2018 esses custos foram integrados na base de custos de exploração sujeita a metas de eficiência da atividade de transporte de energia elétrica.

Quadro 4-34 - Custos de natureza ambiental

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2017	2017	Variação %
Compensações sociais e ambientais	0	27	
Limpeza de florestas	3 549	3 499	-1%
Desvios de linhas obrigação legal	200	3	-99%
<b>Custos de natureza ambiental</b>	<b>3 749</b>	<b>3 528</b>	<b>-6%</b>

#### MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA REDE NACIONAL DE TRANSPORTE DE ELETRICIDADE

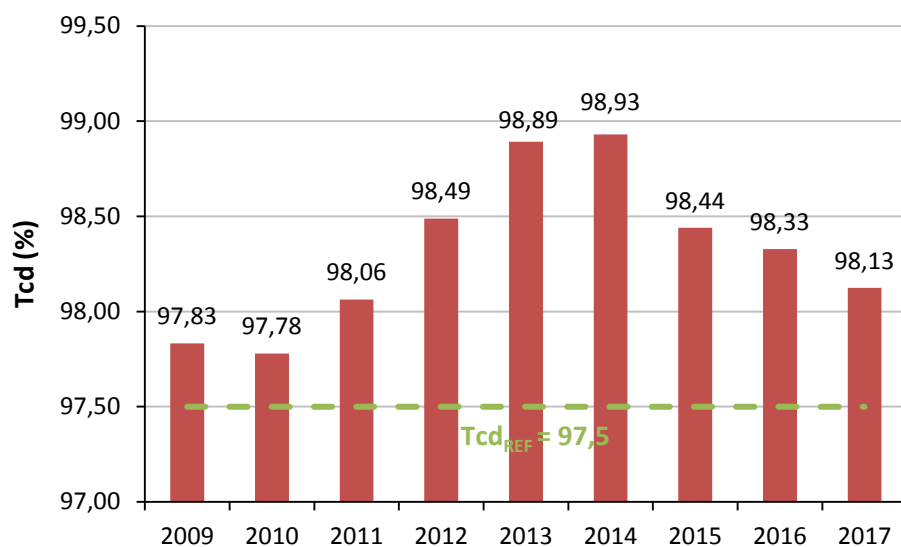
O artigo 131.º do Regulamento Tarifário prevê o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT que tem por objetivo promover a eficiência da operação e manutenção da RNT.

Este mecanismo de incentivo já teve a sua aplicação durante os dois períodos regulatórios de 2009-2011 e de 2012-2014. Em dezembro de 2014, para o período regulatório de 2015-2017, a ERSE decidiu tornar nulo o valor máximo da penalidade e do prémio associado, mantendo os restantes parâmetros do incentivo.

Cumprindo o estabelecido regulamentarmente, a informação disponibilizada pelo operador da RNT permitiu determinar o valor de 98,13 para a “taxa combinada de disponibilidade” (Tcd) da RNT de 2017, demonstrando um desempenho superior ao estabelecido pela “taxa combinada de disponibilidade de referência”, (Tcd<sub>REF</sub>).

A Figura 4-11 apresenta a evolução de Tcd ao longo do tempo de aplicação deste mecanismo.

Figura 4-11 - Evolução da taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT



Fonte: ERSE, REN

#### ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2018

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2018 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa estimada para 2018. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1, de 16,3 milhões de euros a devolver aos consumidores é apresentado no quadro infra, resultando de um menor valor de gastos com amortizações e de uma menor taxa de remuneração estimada para 2018 (5,17% contra 5,5%) comparativamente com o previsto em tarifas de 2018.

Quadro 4-35 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2018 da TEE

		T 2019
	<b>Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto no ano T-2 para tarifas de T-1</b>	Tarifas 2018
1	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais $[(1) = (2) + (3) * (4)]$	123 638
2	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 551
3	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	928 872
4	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,50%
5	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência $[(5) = (6) + (7) * (8)]$	132 583
6	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	58 137
7	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 191 138
8	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,25%
	<b>Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica estimado no ano T-1 para o ano T-1</b>	2018 em 2018
9	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais $[(9) = (10) + (11) * (12)]$	116 084
10	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	67 388
11	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	942 539
12	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,17%
13	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência $[(13) = (14) + (15) * (16)]$	123 904
14	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	56 709
15	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 135 714
16	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	5,92%
17	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de T-1	-0,178%
18	Spread no ano t-1	0,500%
<b>19 = <math>[(1 + 5 - 9 - 13) * (1 + (17 + 18))]</math></b>	<b>Ajustamento provisório t-1 do Custo com Capital da Atividade de Transporte de Energia Eléctrica</b>	<b>16 285</b>

#### 4.3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

O Orçamento de Estado para 2017 reforçou a necessidade de criação de um Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), conforme já previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 30/2006, ambos de 15 de fevereiro, e no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do Sistema Eléctrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Nesses termos, a ADENE passa a desenvolver desde 2018, a atividade de Operador Logístico de Mudança de Comercializador para os setores elétrico e do gás natural.

Com a liberalização do mercado elétrico os consumidores de baixa tensão normal (BTN) passaram em 2006 a ter a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de eletricidade, podendo para o efeito, e dentro de determinadas condições, mudar de comercializador de eletricidade.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2017, a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como a de colaborar na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural. Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de OLMC está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás natural, serem uma das formas de financiamento desta atividade (Artigo. 6.º, n.º 1, alínea c).

A legislação determina, igualmente, que o OLMC deverá ser um operador comum ao SEN e ao SNGN. O Decreto-Lei n.º 38/2017 determina também, que a criação do OLMC não pode agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.

Apesar de estar previsto na lei que a atividade de OLMC deva ser desempenhada por um operador independente constituído para o efeito, até 2017, no setor elétrico, essa atividade encontrava-se atribuída à EDP Distribuição, na qualidade de Operador da Rede de Distribuição.

Para assegurar que não houvesse um acréscimo de custos com a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evolui com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X. Este nível de custos assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2020.

O plano de negócios da ADENE foi revisto e ajustado pela ERSE de modo a ter em conta o custo de capital previsto para os ativos regulados para esse período.

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2019, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes à atividade regulada do Operador Logístico de Mudança de Comercializador para o setor elétrico.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR PARA 2019**

O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador é dado pela expressão estabelecida no Artigo 90º do Regulamento Tarifário em vigor e encontra-se calculado no Quadro 4-36.

Quadro 4-36 - Proveitos permitidos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>A</b>	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 180	1 197
<b>B</b>	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0	0
<b>C</b>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de OLMC para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2		
<b>D=A - B - C</b>	<b>Proveitos da atividade de OLMC (A + B - C)</b>	<b>1 180</b>	<b>1 197</b>

#### 4.4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

As atividades reguladas da EDP Distribuição correspondem à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte.

A regulação aplicada à atividade de distribuição tem sofrido algumas alterações nos vários períodos de regulação. No período de regulação 2015-2017, manteve-se a metodologia de regulação aplicada no período anterior apenas com uma alteração ao nível do incentivo ao investimento em redes inteligentes.

No atual período de 2018-2020, a metodologia de regulação aplicada à atividade de distribuição foi alterada ao nível da Baixa Tensão, na qual se utiliza uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais). Na Alta e Média tensão manteve-se a metodologia aplicada no período anterior.

Sucintamente, as formas de regulação das atividades reguladas da EDP Distribuição são:

- Distribuição de Energia Elétrica – regulação por *price-cap* aplicada ao OPEX e regulação por custos aceites aplicado ao CAPEX em AT/MT e regulação por *price-cap* aplicada ao TOTEX em BT. Consideração de um incentivo ao investimento em redes inteligentes considerado *a posteriori* com base em custos reais. Importa, igualmente, referir os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço ( aceites *a posteriori* aquando do ajustamento de t-2) e à promoção de desempenho ambiental ( aceites *a priori* e ajustado ao fim de dois anos);
- Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte – atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor.



#### 4.4.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

##### 4.4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema, de uso da rede de transporte e dos serviços do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) e à prestação destes serviços aos clientes.

No cálculo dos proveitos permitidos desta atividade são ainda incorporados os seguintes custos e proveitos, de forma a serem refletidos nas tarifas de acesso pagas por todos os consumidores de energia elétrica:

- Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE);
- Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto);
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária;
- Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT), BTE e BTN;
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do Artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente;
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC);
- Desconto respeitante à Tarifa Social.

##### **DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL**

As regras para o cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial foram alteradas com efeitos a partir de 2011. Esta situação resultou da necessidade de maior racionalidade económica no aprovisionamento do CUR.

O volume de aquisição de energia elétrica à PRE por parte do CUR já era de tal modo importante antes de 2011 que, em certos momentos, tornava residual a necessidade de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR. Esta situação provocava uma grande volatilidade na gestão das quantidades a curto prazo, que impossibilitava a implementação de qualquer estratégia de aquisição de energia elétrica ajustada ao horizonte temporal de definição das tarifas.

A criação da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE em 2011, permitiu a agregação da produção em regime especial e, conseqüentemente, a sua colocação no mercado a prazo.

O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial incorporado nos proveitos de 2019 inclui:

- a) Diferencial de custo do próprio ano;
- b) Os custos de funcionamento<sup>36</sup> e outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos de tarifa de acesso à rede de Transporte a suportar por produtores em regime especial;
- c) 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;
- d) Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- e) Mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- f) Ajustamentos dos diferenciais de custo da PRE referentes a 2017 e a 2018.

---

<sup>36</sup> As dúvidas levantadas relativamente à razoabilidade económica dos custos de exploração previstos pela EDP, SU com esta função, justificaram a revisão em baixo dessas previsões em 1,98 milhões de euros.

Quadro 4-37 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>A</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>1</sup> [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)-(9)-(10)]</b>	<b>784 097</b>	<b>552 167</b>
1	Compras	1 589 949	1 619 688
2	Vendas	749 442	878 016
3	Outros custos	7 787	7 807
4	Custos de funcionamento	4 900	3 491
5	Ajustamento t-1	118 099	98 031
6	Ajustamento t-2	51 681	-177 245
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	365 012	280 761
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	104 064	330 777
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	160 266	41 000
10	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	0	189 000
<b>B</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>2</sup> [(11)-(12)+(13)+(14)-(15)-(16)+(17)]</b>	<b>484 796</b>	<b>463 777</b>
11	Compras	614 712	681 481
12	Vendas	292 158	350 950
13	Outros custos	2 882	2 954
14	Custos de funcionamento	4 900	3 491
15	Ajustamento t-1	53 032	-14 531
16	Ajustamento t-2	17 337	-21 064
17	Alisamento quinquenal - artº 73º A	224 829	91 205
<b>A+B</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE</b>	<b>1 268 893</b>	<b>1 015 944</b>

Mecanismo de colocação a prazo da energia adquirida à PRE

Tal como referido anteriormente, a atividade de aquisição de energia por parte do CUR desagrega-se na função de Compra e Venda de Energia para abastecimento da carteira de clientes e na função de Compra e Venda da Energia de PRE.

Esta desagregação em duas funções introduziu a possibilidade de se desenvolverem mecanismos regulados de colocação a prazo, além da sua colocação no referencial de mercado à vista, da energia adquirida à PRE por aquela entidade.

Estes mecanismos asseguram a minimização dos riscos de desvios de colocação e permitem a diversificação no preço de venda da energia de PRE, assegurando uma mitigação da exposição à volatilidade de preço no

mercado à vista, bem como constituem uma forma de acesso da energia por parte dos comercializadores em regime de mercado.

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 seguintes.

Mais 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, na redação da Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro. O cálculo desta taxa de juro encontra-se detalhado no ponto 2.1.

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

**Quadro 4-38 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2019**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

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

Notas: PRE <sup>1(1)</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Amortização capital <sup>(2)</sup> - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2019

Valor a abater aos pp <sup>(3)</sup> - Valor a 31 de dezembro de 2019

PRE <sup>2(4)</sup> - 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 2015 até 2019 e respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

**Quadro 4-39 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2015 a 2019 nos proveitos permitidos de 2019 a 2023**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

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

Notas: PRE <sup>1(1)</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

PRE <sup>2(2)</sup> - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

### Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo da PRE

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

- Previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão de gases com efeito estufa que revertem para o SEN, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março e pela Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro. O montante que a ERSE prevê que venha a reverter para o SEN em 2019 situa-se em 163,4 milhões de euros.
- Previsão da compensação anual dos produtores eólicos, destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial, nos termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. Para 2019 prevê-se um montante de 27,4 milhões de euros.
- Previsão do montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis no âmbito da Portaria n.º 268-B/2016, de 13 de outubro, revogada pela Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro, que redefiniu o procedimento para repercussão dos montantes a devolver nos proveitos do CUR e na dívida tarifária. Após avaliação de informação recebida da Direção Geral de Energia e Geologia, o montante considerado, provisoriamente, pela ERSE para 2019 para esta medida situa-se em 140 milhões de euros.
- Previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE de acordo com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais. O montante considerado para 2019 ascende a 189 milhões de euros.

Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013

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

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

**APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013 EM 2018 E EM 2019**

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

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

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

Para o ano de 2019, além dos factos atrás descritos sobre a organização e metodologia decorrentes do Decreto-Lei n.º 74/2013, deve tomar-se em consideração para o ano de 2019 a aprovação em Espanha de medidas urgentes para prevenir a subida do preço da eletricidade. Estas medidas, publicadas através do Real Decreto-ley 15/2018 de 6 de outubro, compreendem a suspensão temporária, durante um período de 6 meses, do imposto sobre a produção de energia elétrica e a aplicação de um regime de isenção no imposto sobre hidrocarbonetos (carvão e gás natural) na produção de energia elétrica. Daqui decorre que, durante o período da mencionada suspensão do regime fiscal até aqui vigente em Espanha, o efeito de evento extramercado como tal deve ser considerado inexistente (por inexistência do próprio evento). Esta suspensão foi tida em conta na previsão para 2019. De modo análogo ao que foi elaborado para anteriores exercícios tarifários, a ERSE estimou o parâmetro  $Pliq_t$  em 4,18 €/MWh a ser aplicado em 2019 e fora do período de suspensão<sup>37</sup>. Este parâmetro seria aplicado a uma produtividade estimada de 9,8 TWh, já ajustada para a existência de isenção do regime fiscal durante o 1.º semestre de 2019, resultando num valor estimado máximo de proveitos de aproximadamente 41 milhões de euros.

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

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

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

Salienta-se que a estimativa de produção abrangida ( $EIRE_t$ ), não inclui as centrais com CMEC, para as quais se torna necessário aclarar juridicamente se as mesmas se encontram abrangidas pelo âmbito de aplicação

---

<sup>37</sup> Prevê-se um período de suspensão do regime fiscal de espanhol de 95 dias aplicáveis no 1.º semestre de 2019, entre o dia 1 de janeiro e o dia 5 de abril, já que o Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de outubro, entrou em vigor no dia seguinte à data da sua publicação no *Boletín Oficial del Estado* (7 de outubro).



do Decreto-Lei n.º 74/2013 durante o período da revisibilidade final. Assim, sem prejuízo de informação posterior que promova a citada esclarecimento, são abrangidas pela aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 de 4 de junho e demais legislação que o complementa, os seguintes centros electroprodutores:

- Central hidroelétrica de Alvadia, Cabriz;
- Central hidroelétrica do Alqueva;
- Central hidroelétrica do Alqueva 2;
- Central hidroelétrica do Alto Rabagão;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Jusante;
- Central hidroelétrica do Baixo Sabor Montante;
- Central hidroelétrica de Belver;
- Central hidroelétrica da Bemposta;
- Central hidroelétrica da Bemposta 2;
- Central hidroelétrica da Bouçã;
- Central hidroelétrica da Bruceira;
- Central hidroelétrica do Cabril;
- Central hidroelétrica do Caldeirão;
- Central hidroelétrica da Caniçada;
- Central hidroelétrica do Carrapatelo;
- Central hidroelétrica do Castelo de Bode;
- Central hidroelétrica do Desterro;
- Central hidroelétrica de Foz Tua;
- Central hidroelétrica de Frades;
- Central hidroelétrica do Lindoso;
- Central hidroelétrica de Miranda;
- Central hidroelétrica de Miranda 2;
- Central hidroelétrica de Ovadas;

- Central hidroelétrica do Palhal;
- Central hidroelétrica da Paradela;
- Central hidroelétrica do Picote;
- Central hidroelétrica do Picote 2;
- Central hidroelétrica de Ponte Jugais;
- Central hidroelétrica da Póvoa;
- Central hidroelétrica de Ribeiradio;
- Central hidroelétrica do Sabugueiro;
- Central hidroelétrica do Salamonde;
- Central hidroelétrica do Salamonde 2;
- Central hidroelétrica de Santa Luzia;
- Central hidroelétrica de Senhora de Monforte;
- Central hidroelétrica de Talhadas;
- Central hidroelétrica de Terragido;
- Central hidroelétrica da Varosa;
- Central hidroelétrica da Velada;
- Central hidroelétrica da Venda Nova;
- Central hidroelétrica de Vila Cova;
- Central termoelétrica de Lares (CCGT);
- Central termoelétrica do Pego (CCGT);
- Central termoelétrica do Ribatejo (CCGT);
- Central termoelétrica de Sines.

Estas medidas terão impacto na tarifa de Uso Global do Sistema do Operador da Rede de Distribuição e serão integralmente deduzidos ao sobrecusto da PRE<sup>1</sup> <sup>38</sup>.

#### AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 4-40 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2019 que, de seguida, são descritos:

- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2015 com término em 2019. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à Caixa Bank e ao Banco Popular;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2016. O saldo em dívida em 2019, referente a este diferimento é de 318,1 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, Santander, Tagus, BPI e BBVA;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017. O saldo em dívida em 2019, referente a este diferimento é de 672,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, BPI, Santander, Tagus e BBVA;
- O diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo

---

<sup>38</sup> PRE<sup>1</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. O saldo em dívida em 2019, referente a este diferimento é de 665,8 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;

- O diferimento, no montante de 920,8 milhões de euros, dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no Artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019;
- O défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a serem recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2019, referente a estes défices, é de 640,3 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente.

Quadro 4-40 - Amortização e juros da dívida tarifária

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

Notas:

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

#### **CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS**

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, a repercussão do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do CUR, relativos a 2017 e estimados para 2018, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. Estes montantes a devolver à tarifa, no valor de 14 664 milhares de euros para 2017 (ajustamento da tarifa de energia 10 245 milhares de euros e ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo de 4 419 milhares de euros) e -45 648 milhares de euros para 2018, serão discriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.

#### **CRÉDITO AOS CONSUMIDORES**

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

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

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

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

**SOBREPROVEITO ASSOCIADO AO AGRAVAMENTO TARIFÁRIO NOS TERMOS DO N.º2 DO ARTIGO 6º DO DECRETO-LEI N.º104/2010, DE 29 DE SETEMBRO, NA REDAÇÃO VIGENTE**

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. De salientar que no art.º 2.º-A da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, onde se consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, foi definido que não é permitido aplicar aos clientes finais de baixa tensão normal qualquer fator de agravamento.

Deste modo o sobreproveito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado será repercutido nos restantes consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Em 2019 este valor ascende a -1 956 milhares de euros.

**CUSTOS COM TARIFA SOCIAL**

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, veio criar 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 o Despacho n.º 9217/2018, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 189, de 1 de outubro, o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2018 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.

Os custos com a tarifa social ascendem em 2019 a cerca de 109 689 milhares de euros (Continente e Regiões Autónomas). Este montante é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, definidos no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo

Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro<sup>39</sup>, na proporção da sua potência instalada. Para este efeito, a ERSE obteve da Direção Geral de Energia e Geologia a informação sobre as potências instaladas (em MW) dos centros electroprodutores abrangidos pelo diploma que se prevê estarem em exploração em 2019, bem como a indicação dos respetivos titulares, encontrando-se esta informação no Anexo do presente documento. A repartição do financiamento da tarifa de 2019 é apresentada no Quadro 4-41.

---

<sup>39</sup> De acordo com o número 1 do artigo 4.º deste diploma, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. De acordo com o número 4 do mesmo artigo, para este efeito, entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.



Quadro 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2019  
pelos produtores em regime ordinário<sup>40</sup>

	Tarifa Social 2019		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR
<b>EDP Produção</b>	<b>9 503,7</b>	<b>75,0%</b>	<b>82 237,9</b>
Centrais com CMEC	2 594,3	20,5%	22 449,1
Centrais com GP	3 584,6	28,3%	31 018,4
Restantes centrais	3 324,8	26,2%	28 770,4
<b>Elecgas</b>	<b>845,0</b>	<b>6,7%</b>	<b>7 312,0</b>
Centrais com GP	845,0	6,7%	7 312,0
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,2</b>	<b>4,9%</b>	<b>5 323,5</b>
Centrais com CAE	615,2	4,9%	5 323,5
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,3%</b>	<b>9 147,5</b>
Centrais com CAE	1 057,1	8,3%	9 147,5
<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>528,5</b>	<b>4,2%</b>	<b>4 573,2</b>
Centrais com GP	259,2	2,0%	2 242,9
Restantes centrais	269,3	2,1%	2 330,3
<b>Green Vouga</b>	<b>74,7</b>	<b>0,6%</b>	<b>646,4</b>
Centrais com GP	74,7	0,6%	646,4
<b>Pebble Hydro</b>	<b>19,8</b>	<b>0,2%</b>	<b>171,6</b>
Restantes centrais	19,8	0,2%	171,6
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>	<b>11,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>99,5</b>
Restantes centrais	11,5	0,1%	99,5
<b>Município Ribeira de Pena</b>	<b>10,4</b>	<b>0,1%</b>	<b>89,8</b>
Restantes centrais	10,4	0,1%	89,8
<b>HDR Hidroelétrica</b>	<b>10,1</b>	<b>0,1%</b>	<b>87,2</b>
Restantes centrais	10,1	0,1%	87,2
<b>Total</b>	<b>12 676,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>109 688,7</b>
Centrais com CMEC	2 594,3	20,5%	22 449,1
Centrais com CAE	1 672,3	13,2%	14 471,0
Centrais com GP	4 763,5	37,6%	41 219,7
Restantes centrais	3 645,9	28,8%	31 548,9

Fonte: ERSE, DGEG

<sup>40</sup> Ver nota de rodapé anterior.

## **CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL**

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, estabelece que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

Esse Decreto-Lei define ainda que cabe à ERSE publicar o valor da parcela fixa dos CMEC e assegurar que este montante seja repercutido na faturação da tarifa de Uso Global do Sistema por todas as entidades da cadeia de faturação do setor elétrico.

### Parcela fixa dos CMEC

A 15 de junho de 2007, os CAE celebrados entre a REN e os centros electroprodutores da EDP – Gestão da Produção de Energia, S.A. (anteriormente denominada CPPE - Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade, S.A.) foram cessados.

A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde ao valor atual, à data de cessação, da soma para cada ano do período remanescente contratado no respetivo CAE dos encargos fixos previstos subtraídos dos rendimentos previstos decorrentes da venda de energia em mercado, deduzidos dos custos variáveis de produção previstos.

Aquela parcela inclui ainda os valores correspondentes aos ajustamentos de faturação, com vista a compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação mensal da parcela fixa.

O desvio da faturação da parcela fixa, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004 deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Em tarifas 2018 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2019 durante o 1º trimestre.

A Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro, procedeu à redução da taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC de 7,55% para 4,72%, com efeitos a 1 de janeiro de 2013, o que originou a alteração da anuidade de 81 185 milhares de euros, para 67 532 milhares de euros.

#### Parcelas de Acerto e de alisamento

Em 2017, conforme definido pela Lei do Orçamento de Estado, O Governo procedeu ao cálculo nos termos estabelecidos no n.º 7 do artigo 3º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de agosto. Em paralelo, a Lei do Orçamento de Estado atribuiu à ERSE a realização de um estudo relativo ao apuramento do montante do ajustamento final dos CMEC. Este estudo foi enviado ao membro do Governo responsável pela área da energia para apreciação.

Reunidas todas as condições para a definição do valor definitivo para o ajustamento final dos CMEC, o montante proposto no estudo da ERSE, 154,1 milhões de euros, foi homologado por Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia de 23 de abril de 2018.

Aquele montante será recuperado nas tarifas anuais através de uma renda, determinada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004. O primeiro ano de repercussão tarifária destas rendas foi 2018, cujas tarifas incluíram a renda relativa ao 2º semestre de 2017 e ao ano de 2018 calculadas a partir do montante total apurado atualizado a 1 de julho de 2017 a uma taxa de 2,04%.

Não tendo havido revisão do quadro legal aplicável no sentido de aproximar a taxa de capitalização a utilizar no cálculo da renda do ajustamento final à taxa utilizada para descontar os *cash flows* do ajustamento final (de 2,04%), para 2019 o valor da renda anual foi calculado utilizando a taxa de 4,72% (de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), passando a anuidade do ajustamento final dos CMEC para 18 949 milhares de euros ao invés de 16 452 milhares de euros.

Através de Despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018, e como resulta do Despacho de 4 de outubro de 2018, foi declarada, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), *“a nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou o aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.”*

De acordo com a Informação n.º 111/DSPEE/2018 da DGEG havia sido submetida proposta de decisão “quanto ao aspeto inovatório “Procedimentos para cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado” quantificado em 285 milhões de euros, sem prejuízo do prosseguimento das diligências tidas por necessárias para a averiguação dos demais aspetos inovatórios suscetíveis de análise e de tomada de posição para o presente efeito”.

Assim, tendo os atos homologatórios anualmente praticados entre 2007 e 2014 sido declarados parcialmente nulos pelo órgão administrativo competente, nos termos dos artigos 162.º e 169.º do CPA Código do Procedimento Administrativo, ficam destruídos os efeitos por aqueles produzidos, no que respeita à remuneração pelos coeficientes de disponibilidade, no valor de 285 milhões de euros. O que representa que os CMEC positivos, anteriormente apurados em revisibilidades anuais, ficam reduzidos quanto ao valor total apurado.

Neste contexto, tendo presente o estabelecido no Despacho de 29 de agosto de 2018, o montante em causa, de 285 milhões de euros, tem de ser devolvido aos consumidores, o que por via tarifária será feito anualmente, até ao nível que garante aos consumidores de energia elétrica a neutralidade tarifária dos pagamentos de CMEC, através das parcelas de acertos e de alisamento.

De salientar que tal devolução, resultante de uma nulidade parcial declarada, não coloca em causa os pressupostos assumidos pelo Decreto-Lei n.º 240/2004, bem como as obrigações para com os produtores.

Estas parcelas incluem apenas os ajustamentos de faturação, com vista a compensar desvios de faturação ocorridos.

#### **CUSTO TOTAL COM OS CMEC**

Evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2019:

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

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

Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2019

	Unid: 10 <sup>3</sup> Euros
	<b>Ano 2019</b>
<b>Parcela Fixa</b>	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-244
<b>Parcela de Acerto</b>	
Devolução de valores do passado	-90 169
Renda anual - ajustamento final	22 637
Desvios faturação	817
<b>Parcela de alisamento</b>	
Desvios de faturação	-651
<b>Total</b>	<b>-78</b>

Face ao solicitado pelo Conselho Tarifário, apresenta-se de seguida um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC<sup>41</sup> já considerados em tarifas, bem como os montantes previstos reconhecer até às tarifas de 2027.

<sup>41</sup> Nesta análise não foram incluídas as rubricas relativas aos desvios de faturação e aos juros da revisibilidade de 2012 diferida.

Quadro 4-43 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos em tarifas

Unid: 10<sup>6</sup> EUR

	Valores já considerados												
	T2007	T2008	T2009	T2010	T2011	T2012	T2013	T2014	T2015	T2016	T2017	T2018	T2019
Parcela fixa - renda valor inicial CMEC	34,3	69,3	81,2	81,2	81,2	81,2	68,3	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5	67,5
Parcela de acerto - Revisibilidade e devolução de valores do passado	0,0	0,0	112,4	116,1	249,6	2,1	147,2	78,7	118,7	45,7	51,1	80,5	-90,2
Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC												24,6	22,6
Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1	0,0	0,0	54,6	150,1	84,0	86,7	248,8	118,3	41,4	84,7	72,8	67,4	
<b>Total</b>	<b>34,3</b>	<b>69,3</b>	<b>248,2</b>	<b>347,3</b>	<b>414,7</b>	<b>170,0</b>	<b>464,2</b>	<b>264,5</b>	<b>227,7</b>	<b>198,0</b>	<b>191,4</b>	<b>240,1</b>	<b>0,0</b>

Quadro 4-44 – Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

Unid: 10<sup>6</sup> EUR

	Valores previstos					
	T2020	T2021	T2022	T2023	...	T2027
Parcela fixa - renda valor inicial CMEC	67,5	67,5	67,5	67,5	...	67,5
Parcela de acerto - Devolução de valores do passado	-86,5	-86,5	-21,9		...	
Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC	18,9	18,9	18,9	18,9	...	18,9
Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1					...	
<b>Total</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>64,6</b>	<b>86,5</b>	<b>...</b>	<b>86,5</b>

#### PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pela expressão estabelecida no Artigo 96.º e no Artigo 99.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-45 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

			Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
			Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>A</b>		<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>2 231 099</b>	<b>1 813 962</b>
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	443 172	603 828
(+)		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial		
	SPRE1t	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	1 268 893	1 015 944
	SPRE2t	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	784 097	552 167
(+)		<b>CMEC</b>	<b>361 740</b>	<b>-78</b>
	PFCMEC,t	Parcela Fixa dos CMEC	67 418	67 287
		Renda anual - valor inicial	67 532	67 532
		Ajustamentos	-113	-244
	PACMEC,t	Parcela de Acerto dos CMEC	204 182	-66 715
		Devolução de valores do passado	80 503	-90 169
		Juros reversibilidade 2012 diferida	2 744	0
		Reversibilidade 2012 - 1º pagamento	120 435	0
		Renda anual - ajustamento final CMEC	0	22 637
		Ajustamentos	500	817
	CPCMEC,t	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÁCMEC,t	Componente de alisamento dos CMEC	91 714	-651
		Reversibilidade prevista 1º semestre 2017	67 407	0
		Reversibilidade prevista 2º semestre 2017 e 2018 - ajustamento final	24 637	0
		Ajustamentos previstos	-330	-651
	CHpol,t-1	Correção de hidraulicidade	-1 574	0
		<b>Custos com a aplicação da tarifa social</b>		
(-)		Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-12 571	-39 509
(+)	ESTpol,t	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	148 080	165 043
	CSustCVEE,t	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	14 122	30 984
	ESTEt	Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	99 450	99 484
	ESTCIEGPOLt	Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	34 509	34 575
(+)		Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e BTE	0	-8 327
		em NT	0	-147
		em BTE	0	-352
		em BT	0	-7 827
(+)		Sobreprojeito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-3 357	-1 956
<b>B</b>		<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>318 635</b>	<b>288 055</b>
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	315 868	283 188
(-)		Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-2 768	-4 867
		<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 180</b>	<b>1 197</b>
		Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC	1 180	1 197
		Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	0	0
<b>C</b>	<b>A + B</b>	<b>Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte</b>	<b>2 550 915</b>	<b>2 103 214</b>
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-81 597	-103 743

Como se observa, o decréscimo verificado nos proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte deve-se, principalmente, ao decréscimo dos custos totais com os CMEC em virtude da devolução da parcela de acerto, conforme já mencionado.

#### 4.4.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 90.º e 93.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro, os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são dados pelas diferenças entre os proveitos efetivamente faturados em 2017 e os que resultam da aplicação da fórmula presente no n.º 1 de cada um dos respetivos artigos aos custos efetivamente ocorridos em 2017.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2019, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (2 076 235 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais (2 138 629 milhares de euros). À diferença de -62 394<sup>42</sup> milhares de euros é deduzido o desvio da tarifa social.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2019 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição (317 547 milhares de euros) e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais (322 369 milhares de euros). Esta diferença de -4 822 milhares de euros é atualizada para 2019.

As atualizações são calculadas por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2017, acrescida de 0,75 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2018, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

---

<sup>42</sup> Um desvio negativo significa um valor a receber pela empresa.



Quadro 4-46 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
2017
10 <sup>3</sup> EUR

<b>A = a + b + c + d + e + f + g + h + i - j</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>2 138 629</b>
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	426 334
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 316 934
(1)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	691 890
(2)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	625 043
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-70 267
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	<b>CMEC</b>	<b>321 211</b>
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	68 494
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	180 012
(5)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(6)	Componente de alisamento dos CMEC (sem correcção de hidraulicidade)	72 705
(7)	Correcção de hidraulicidade	0
e	Défi ce tarifário de BT em 2006	14 094
f	Défi ce tarifário de BTN em 2007	5 349
g	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	89 659
h	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição	6 802
i	Sobreprovento Tarifas transitórias	-4 480
j	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-32 992
<b>B</b>	<b>Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS</b>	<b>2 076 235</b>
<b>C</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD</b>	<b>-23 249</b>
<b>D = [B] - [A] - [C]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD</b>	<b>-39 146</b>
<b>E = [[D x (1+i<sub>2017</sub><sup>D</sup>)]x (1+i<sub>2018</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em 2019, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2017</b>	<b>-39 509</b>
<b>F = k - l</b>	<b>Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>322 369</b>
k	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	318 042
l	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-4 327
<b>G</b>	<b>Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT</b>	<b>317 547</b>
<b>H = [G] - [F]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD</b>	<b>-4 822</b>
<b>I = [[H x (1+i<sub>2017</sub><sup>D</sup>)]x (1+i<sub>2018</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em 2019, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2017</b>	<b>-4 867</b>
i <sub>2017</sub> <sup>D</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2017 acrescida de spread	0,605%
i <sub>2018</sub> <sup>D</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%

**AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL**

De acordo com o n.º 6 do artigo 91.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento nº 551/2014, de 10 de dezembro, o ajustamento aos proveitos do operador da rede distribuição em Portugal Continental, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, é

dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2017 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2017.

Este montante é atualizado para 2019 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2017 acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2018, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 330 mil euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 4-47 - Ajustamento da Tarifa Social de 2017**

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR
		2017
<b>A</b>	Montante transferido pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2017	70 267
<b>B</b>	Desconto concedido pelo ORD no ano 2017	93 516
<b>C</b>	Desvio em 2019 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	-23 249
<b>D</b>	Ajustamento estimado em 2018 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-1	-23 718
$i_{2017}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2017 acrescida de spread	0,605%
$i_{2018}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%
$[(C) * (1+i_{2017})] * (1+i_{2018}) - \Delta * (1+i_{2018})$	<b>Ajustamento em 2019 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2</b>	<b>330</b>

No que respeita ao financiamento da tarifa social do ano de 2017, o ajustamento definitivo dos montantes financiados pelos titulares dos centros electroprodutores é apresentado no Quadro 4-48. Este engloba os ajustamentos da tarifa social referentes a 2017 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (apresentados no Quadro 4-96 e Quadro 4-127, respetivamente). Além do ajustamento ao montante da tarifa social efetivamente concedido em 2017, face ao valor previsto para as tarifas desse ano, neste ajustamento definitivo dos financiamentos da tarifa social respeitante a 2017 alocados a cada centro electroprodutor, importa igualmente considerar as potências instaladas (em MW) nos centros electroprodutores efetivamente em exploração em 2017, que foram facultadas à ERSE pela Direção-Geral de Energia e Geologia (ver Anexo do presente documento). Adicionalmente, o ajustamento definitivo é deduzido do ajustamento provisório aos montantes financiados por cada empresa referentes a 2017, efetuado no cálculo tarifário de 2018.

**Quadro 4-48 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2017  
por produtores em regime ordinário<sup>43</sup>**

	Tarifas 2017			Real 2017			Ajustamento referente a 2017 sem juros	Juros	Ajustamento referente a 2017 com juros	Ajustamento provisório de 2017 em T2018	Ajustamento definitivo de 2017 em T2019
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa					
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR					
<b>EDP Produção</b>	<b>9 363,0</b>	<b>74,8%</b>	<b>55 247,5</b>	<b>9 503,7</b>	<b>75,0%</b>	<b>73 021,2</b>	<b>17 773,8</b>	<b>165,1</b>	<b>17 938,8</b>	<b>17 926,0</b>	<b>-44,9</b>
Centrais com CMEC	3 769,8	30,1%	22 244,2	3 794,3	29,9%	29 153,3	6 909,1	64,2	6 973,2	7 046,9	-96,4
Centrais com GP	3 581,2	28,6%	21 131,1	1 474,0	11,6%	11 325,4	-9 805,7	-91,1	-9 896,8	2 798,5	-12 704,3
Restantes centrais	2 012,0	16,1%	11 872,2	4 235,4	33,4%	32 542,6	20 670,4	192,0	20 862,4	8 080,6	12 755,7
<b>Elecgas</b>	<b>845,0</b>	<b>6,8%</b>	<b>4 986,2</b>	<b>845,0</b>	<b>6,7%</b>	<b>6 492,5</b>	<b>1 506,3</b>	<b>14,0</b>	<b>1 520,3</b>	<b>1 578,4</b>	<b>-63,2</b>
Centrais com GP	845,0	6,8%	4 986,2				-4 986,2	-46,3	-5 032,6		-5 032,6
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,2</b>	<b>4,9%</b>	<b>3 630,1</b>	<b>615,2</b>	<b>4,9%</b>	<b>4 726,9</b>	<b>1 096,8</b>	<b>10,2</b>	<b>1 107,0</b>	<b>1 147,5</b>	<b>-44,2</b>
Centrais com CAE	615,2	4,9%	3 630,1	615,2	4,9%	4 726,9	1 096,8	10,2	1 107,0	1 147,5	-44,2
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,4%</b>	<b>6 237,6</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,3%</b>	<b>8 122,3</b>	<b>1 884,7</b>	<b>17,5</b>	<b>1 902,2</b>	<b>1 974,5</b>	<b>-78,7</b>
Centrais com CAE	1 057,1	8,4%	6 237,6	1 057,1	8,3%	8 122,3	1 884,7	17,5	1 902,2	1 974,5	-78,7
<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>507,4</b>	<b>4,1%</b>	<b>2 994,0</b>	<b>528,5</b>	<b>4,2%</b>	<b>4 060,7</b>	<b>1 066,7</b>	<b>9,9</b>	<b>1 076,6</b>	<b>947,7</b>	<b>125,9</b>
Centrais com GP	257,4	2,1%	1 518,8	259,2	2,0%	1 991,5	472,7	4,4	477,1	480,8	-5,2
Restantes centrais	250,0	2,0%	1 475,2	269,3	2,1%	2 069,2	594,0	5,5	599,5	467,0	131,1
<b>Green Vouga</b>	<b>75,0</b>	<b>0,6%</b>	<b>442,5</b>	<b>74,7</b>	<b>0,6%</b>	<b>574,0</b>	<b>131,4</b>	<b>1,2</b>	<b>132,6</b>	<b>137,7</b>	<b>-5,6</b>
Centrais com GP	75,0	0,6%	442,5	74,7	0,6%	574,0	131,4	1,2	132,6	137,7	-5,6
<b>Pebble Hydro</b>	<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>195,8</b>	<b>19,8</b>	<b>0,2%</b>	<b>152,4</b>	<b>-43,4</b>	<b>-0,4</b>	<b>-43,8</b>	<b>62,0</b>	<b>-106,0</b>
Restantes centrais	33,2	0,3%	195,8	19,8	0,2%	152,4	-43,4	-0,4	-43,8	62,0	-106,0
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>	<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>69,7</b>	<b>11,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>88,4</b>	<b>18,7</b>	<b>0,2</b>	<b>18,9</b>	<b>22,1</b>	<b>-3,3</b>
Restantes centrais	11,8	0,1%	69,7	11,5	0,1%	88,4	18,7	0,2	18,9	22,1	-3,3
<b>Município Ribeira de Pena</b>	<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>61,9</b>	<b>10,4</b>	<b>0,1%</b>	<b>79,7</b>	<b>17,8</b>	<b>0,2</b>	<b>18,0</b>	<b>19,6</b>	<b>-1,7</b>
Restantes centrais	10,5	0,1%	61,9	10,4	0,1%	79,7	17,8	0,2	18,0	19,6	-1,7
<b>HDR Hidroelétrica</b>				<b>10,1</b>	<b>0,1%</b>	<b>77,4</b>	<b>77,4</b>	<b>0,7</b>	<b>78,2</b>	<b>76,5</b>	<b>1,4</b>
Restantes centrais				10,1	0,1%	77,4	77,4	0,7	78,2	76,5	1,4
<b>Total</b>	<b>12 518,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>73 865,3</b>	<b>12 676,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>97 395,5</b>	<b>23 530,2</b>	<b>218,5</b>	<b>23 748,8</b>	<b>23 892,0</b>	<b>-220,2</b>
Centrais com CMEC	3 769,8	30,1%	22 244,2	3 794,3	29,9%	29 153,3	6 909,1	64,2	6 973,2	7 046,9	-96,4
Centrais com CAE	1 672,3	13,4%	9 867,7	1 672,3	13,2%	12 849,2	2 981,5	27,7	3 009,2	3 122,0	-122,9
Centrais com GP	4 758,6	38,0%	28 078,7	1 807,9	14,3%	13 890,9	-14 187,8	-131,8	-14 319,6	3 417,0	-17 747,6
Restantes centrais	2 317,5	18,5%	13 674,6	5 401,5	42,6%	41 502,1	27 827,5	258,4	28 085,9	10 306,1	17 746,7

Notas: 1) O aproveitamento hidroelétrico de que é titular a Energias Hidroelétricas deixou de ser considerado para o financiamento da tarifa social, de acordo com indicação prestada pela DGEG, que foi recebida pela ERSE após a publicação das tarifas de 2018. Através de comunicação enviada a todos os titulares de centros electroprodutores que financiam a tarifa social e à REN, a ERSE procedeu à correção da repartição do financiamento entre os centros electroprodutores no ano de 2017, em conformidade com esta informação, o que justifica a diferença dos ajustamentos provisórios de 2017 publicados no documento de tarifas de 2018.

2) Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelos produtores.

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

De acordo com o n.º 5 do art.º 98 do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano t-1, por aplicação da tarifa social, no

<sup>43</sup> De acordo com o número 1 do 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, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. De acordo com o número 4 do mesmo artigo, para este efeito, 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.

âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, é de -14 705 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

#### Quadro 4-49 - Ajustamento da Tarifa Social de 2018

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2018
<b>A</b>	Montante estimado a transferir pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2018	81 597
<b>B</b>	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano 2018	96 254
$i_{2018}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2017 acrescida de spread	0,322%
<b>(A - B) * (1+i<sub>2018</sub>)</b>	<b>Ajustamento em 2019 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-1</b>	<b>-14 705</b>

No que respeita ao financiamento da tarifa social do ano 2018, o ajustamento provisório dos montantes financiados por empresa é apresentado no Quadro 4-50. Este engloba os ajustamentos da tarifa social referentes a 2018 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (apresentados no Quadro 4-98 e Quadro 4-129, respetivamente). Á semelhança do referido anteriormente para os ajustamentos definitivos dos montantes da tarifa social e do seu financiamento, no ajustamento provisório da tarifa social respeitante a 2018, além de se considerar a melhor estimativa da EDP Distribuição, da EDA e da EEM para os montantes da tarifa social a conceder aos clientes em 2018, efetua-se também, sempre que necessário, a revisão das potências instaladas (em MW) nos centros electroprodutores em exploração em 2018, que foram facultadas à ERSE pela Direção-Geral de Energia e Geologia (ver Anexo do presente documento).

Quadro 4-50 - Desagregação do ajustamento em 2018 da Tarifa Social por empresa

	Tarifas 2018			Estimativa 2018			Ajustamento provisório de 2018 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2018 com juros
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa			
	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR	MW	%	10 <sup>3</sup> EUR			
<b>EDP Produção</b>	<b>9 419,1</b>	<b>74,9%</b>	<b>62 668,2</b>	<b>9 503,7</b>	<b>75,0%</b>	<b>79 224,3</b>	<b>16 556,1</b>	<b>53,3</b>	<b>16 609,4</b>
Centrais com CMEC	2 511,5	20,0%	16 710,0	2 594,3	20,5%	21 626,4	4 916,4	15,8	4 932,2
Centrais com GP	3 589,0	28,5%	23 878,6	1 474,0	11,6%	12 287,5	-11 591,1	-37,3	-11 628,4
Restantes centrais	3 318,6	26,4%	22 079,5	5 435,4	42,9%	45 310,4	23 230,8	74,8	23 305,6
<b>Elecgas</b>	<b>845,0</b>	<b>6,7%</b>	<b>5 622,3</b>	<b>845,0</b>	<b>6,7%</b>	<b>7 044,0</b>	<b>1 421,7</b>	<b>4,6</b>	<b>1 426,3</b>
Centrais com GP	845,0	6,7%	5 622,3				-5 622,3	-18,1	-5 640,4
<b>Tejo Energia</b>	<b>615,0</b>	<b>4,9%</b>	<b>4 091,8</b>	<b>615,2</b>	<b>4,9%</b>	<b>5 128,4</b>	<b>1 036,6</b>	<b>3,3</b>	<b>1 039,9</b>
Centrais com CAE	615,0	4,9%	4 091,8	615,2	4,9%	5 128,4	1 036,6	3,3	1 039,9
<b>Turbogás</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,4%</b>	<b>7 033,3</b>	<b>1 057,1</b>	<b>8,3%</b>	<b>8 812,3</b>	<b>1 779,0</b>	<b>5,7</b>	<b>1 784,7</b>
Centrais com CAE	1 057,1	8,4%	7 033,3	1 057,1	8,3%	8 812,3	1 779,0	5,7	1 784,7
<b>Hidroelétrica do Guadiana</b>	<b>507,4</b>	<b>4,0%</b>	<b>3 375,9</b>	<b>528,5</b>	<b>4,2%</b>	<b>4 405,6</b>	<b>1 029,8</b>	<b>3,3</b>	<b>1 033,1</b>
Centrais com GP	257,4	2,0%	1 712,6	259,2	2,0%	2 160,7	448,2	1,4	449,6
Restantes centrais	250,0	2,0%	1 663,3	269,3	2,1%	2 244,9	581,6	1,9	583,5
<b>Green Vouga</b>	<b>74,7</b>	<b>0,6%</b>	<b>497,0</b>	<b>74,7</b>	<b>0,6%</b>	<b>622,7</b>	<b>125,7</b>	<b>0,4</b>	<b>126,1</b>
Centrais com GP	74,7	0,6%	497,0	74,7	0,6%	622,7	125,7	0,4	126,1
<b>Pebble Hydro</b>	<b>33,2</b>	<b>0,3%</b>	<b>220,7</b>	<b>19,8</b>	<b>0,2%</b>	<b>165,3</b>	<b>-55,4</b>	<b>-0,2</b>	<b>-55,6</b>
Restantes centrais	33,2	0,3%	220,7	19,8	0,2%	165,3	-55,4	-0,2	-55,6
<b>EH Alto Tâmega e Barroso</b>	<b>11,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>78,6</b>	<b>11,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>95,9</b>	<b>17,3</b>	<b>0,1</b>	<b>17,4</b>
Restantes centrais	11,8	0,1%	78,6	11,5	0,1%	95,9	17,3	0,1	17,4
<b>Município Ribeira de Pena</b>	<b>10,5</b>	<b>0,1%</b>	<b>69,8</b>	<b>10,4</b>	<b>0,1%</b>	<b>86,5</b>	<b>16,7</b>	<b>0,1</b>	<b>16,8</b>
Restantes centrais	10,5	0,1%	69,8	10,4	0,1%	86,5	16,7	0,1	16,8
<b>HDR Hidroelétrica</b>	<b>9,8</b>	<b>0,1%</b>	<b>65,2</b>	<b>10,1</b>	<b>0,1%</b>	<b>84,0</b>	<b>18,8</b>	<b>0,1</b>	<b>18,9</b>
Restantes centrais	9,8	0,1%	65,2	10,1	0,1%	84,0	18,8	0,1	18,9
<b>Total</b>	<b>12 583,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>83 722,8</b>	<b>12 676,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>105 669,1</b>	<b>21 946,2</b>	<b>70,7</b>	<b>22 016,9</b>
Centrais com CMEC	2 511,5	20,0%	16 710,0	2 594,3	20,5%	21 626,4	4 916,4	15,8	4 932,2
Centrais com CAE	1 672,1	13,3%	11 125,1	1 672,3	13,2%	13 940,7	2 815,6	9,1	2 824,6
Centrais com GP	4 766,1	37,9%	31 710,5	1 807,9	14,3%	15 070,9	-16 639,6	-53,6	-16 693,1
Restantes centrais	3 633,9	28,9%	24 177,2	6 601,5	52,1%	55 031,0	30 853,9	99,3	30 953,2

Notas: 1) O aproveitamento hidroelétrico de que é titular a Energias Hidroelétricas deixou de ser considerado para o financiamento da tarifa social, de acordo com indicação prestada pela DGEG, que foi recebida pela ERSE após a publicação das tarifas de 2018. Através de comunicação enviada a todos os titulares de centros electroprodutores que financiam a tarifa social e à REN, a ERSE procedeu à correção da repartição do financiamento entre os centros electroprodutores no ano de 2018, em conformidade com esta informação, o que justifica a diferença dos valores do financiamento da tarifa social para o ano de 2018 publicados no documento de tarifas de 2018.

2) Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelos produtores.

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

#### 4.4.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

##### 4.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de distribuição foi, desde o início da regulação, uma atividade regulada por *price-cap* com uma evolução indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. No entanto, houve a necessidade de garantir a diminuição dos custos de exploração (OPEX), sem prejudicar o necessário investimento, pelo que a partir do período regulatório 2012-2014 a metodologia do tipo *price cap* passou a ser aplicada apenas ao OPEX, sendo os custos com capital (CAPEX) analisados separadamente. No atual período de regulação (2018-2020), foi introduzida uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na BT, mantendo-se a metodologia em vigor no anterior período regulatório na AT/MT.

A aceitação e reconhecimento de custos para efeitos de determinação dos proveitos de AT/MT a recuperar pelas Tarifas de Uso de Redes decorre na sequência da verificação da condição prévia de que os projetos de investimento devem ser objeto de apreciação em sede de PDIRD-E, pelo Concedente. Da análise que a ERSE efetuou à informação enviada pela EDP Distribuição relativa ao projeto “CENTRO DE SUPERVISÃO DAT, DGE, INOVGRID”, com um custo de investimento de 1 367 milhares de euros, verifica-se que esta condição não foi verificada, uma vez que este projeto não constou de nenhum dos PDIRD-E. Assim, considera a ERSE não estarem reunidas as condições para que os custos deste projeto sejam reconhecidos em sede de cálculo de proveitos.

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o atual período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade os custos com rendas de concessão e os montantes associados aos programas de reestruturação de efetivos. De acordo com a metodologia adotada para o atual período de regulação, foram igualmente considerados como proveitos fora da base de custos os montantes associados à renda de ganhos e perdas atuariais. Foram ainda incluídos na rúbrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência, a deduzir, uma revisão extraordinária da base de custos anterior e uma correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, tendo sido adicionada uma parcela correspondente aos custos suportados pela EDP D com dívidas de comercializadores.

Adicionalmente, a atividade de distribuição de energia elétrica contempla um mecanismo de incentivo aos investimento em rede inteligente calculado com base em valores de investimentos reais e auditados e

tendo em conta os benefícios para o sistema decorrente daquele tipo de investimentos. Este mecanismo de incentivo às redes inteligentes constitui uma rubrica autónoma dos proveitos desta atividade.

Além disso, existem incentivos à melhoria do desempenho: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição e (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço, os quais são aceites *a posteriori*, sendo refletidos, via ajustamento, nas tarifas com um diferimento de dois anos.

#### VALORES PREVISTOS COM CUSTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

- Custos com rendas de concessão

Este custo, à semelhança dos restantes custos de interesse económico geral, passou a ser aceite em base anual e ajustado de acordo com os valores reais.

Para 2019 as rendas de concessão, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, estimam-se em 262,2 milhões de euros.

- Planos de reestruturação de efetivos

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia<sup>44</sup>, já considerada em tarifas 2009, a qual consiste no cálculo do valor por recuperar tendo em conta os custos totais do programa apresentados nos relatórios de execução anual, deduzidos dos custos recuperados nas tarifas (ajustamento sem juros). O montante apurado é dividido pelo número de anos que falta amortizar.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2019 foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2017. De assinalar que os valores apresentados dizem respeito à totalidade do plano, independentemente da empresa onde está registado, ou seja, EDP Distribuição ou EDP SU. De salientar também que a partir de 2009, o ativo regulatório que se encontrava na EDP SU foi transferido para a EDP Distribuição.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efetivos aceites para 2019 e indica, para cada plano, as anuidades que faltam vencer. Os montantes associados a estes planos correspondem à amortização dos custos que lhe estão associados, cujo valor máximo foi definido aquando da sua constituição como ativo regulatório.

---

<sup>44</sup> Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

Quadro 4-51 - Custos com plano de reestruturação de efetivos

	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 e/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 e/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Valores por recuperar	Anuidades	Renda anual T 2019
Plano 2003	22 253	7 358	7 173	7 362	7 368	7 363	7 310	7 297	7 247	7 224	7 541	7 658	7 587	7 638	38 555	4	7 638
Plano 2004	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	14 425	14 409	14 363	14 904	14 994	15 169	15 132	75 660	5	15 132
Plano 2005	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	2 065	2 038	2 026	1 992	2 027	2 022	12 130	6	2 022
<b>Total a acrescentar aos proveitos permitidos</b>	<b>37 705</b>	<b>24 092</b>	<b>39 892</b>	<b>23 876</b>	<b>23 935</b>	<b>23 989</b>	<b>23 779</b>	<b>23 747</b>	<b>23 721</b>	<b>23 625</b>	<b>24 471</b>	<b>24 646</b>	<b>24 783</b>	<b>24 792</b>	<b>118 345</b>		<b>24 792</b>

O Quadro 4-52 apresenta os montantes associados a outros planos de efetivos, nomeadamente o Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e o Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE), que totalizam 13 998 milhares de euros em 2019.

Quadro 4-52 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos

	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real	2015 real	2016 real	2017 real	T2018	T2019
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 997	1 065	98	0
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	24 187	23 261	21 554	18 828	17 246	13 998
<b>Total</b>	<b>58 735</b>	<b>51 510</b>	<b>44 482</b>	<b>37 633</b>	<b>33 432</b>	<b>29 712</b>	<b>24 552</b>	<b>19 893</b>	<b>17 343</b>	<b>13 998</b>

\* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações<sup>45</sup> no total de 1 864 milhares de euros.

- Ganhos e perdas atuariais

O montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, que até à data estava incluído na base de custos, passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de eficiência. A aceitação destes custos está justificada no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, de dezembro de 2017.

Para 2019 o valor a considerar é de 31 340 milhares de euros, apurado de acordo com a informação constante no documento da EDPD “Relatório de recuperação dos ajustamentos de transição de POC para IFRS e aplicação da IFRIC 12”, de Novembro de 2011, referente às perdas atuariais acumuladas até ao último ano de aplicação do POC.

- Outros custos não sujeitos a metas de eficiência

<sup>45</sup> A Caixa Cristiano Magalhães/ Caixa Geral de Aposentações inclui a obrigação que a EDP Distribuição assumiu com o encargo dos pagamentos das pensões (devidas aos aposentados antes da criação da Caixa Geral de Aposentações) e dos complementos de pensões (devidos aos aposentados da Caixa Geral de Aposentações).



Outra das rubricas aceites fora da base de custos, na parcela de “Outros custos não sujeitos a metas de eficiência”, corresponde a uma correção da base de custos anterior, neste caso a abater aos custos a recuperar por aplicação das tarifas, que decorre da partilha com os clientes do SEN dos ganhos obtidos pela empresa com a revisão do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) em 2014. A explicação desta situação encontra-se no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, de dezembro de 2017. Para 2019 esta rubrica apresenta um montante de -10 077 milhares de euros.

Decidiu-se ainda considerar, como componente a abater aos custos não sujeitos a metas de eficiência da baixa tensão, uma parcela no montante de 3,3 milhões de euros, decorrente da retificação dos ganhos realmente obtidos, após auditoria, pela empresa com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações durante o período regulatório de 2015 a 2017, seguindo o princípio de partilha dos ganhos com os clientes do SEN. O valor desta parcela considerado em Tarifas de 2018, a título provisório, será corrigido em Tarifas de 2020, em sede de ajustamentos.

Para o cálculo dos proveitos permitidos em Tarifas de 2020, serão avaliados os ganhos reais obtidos em 2018 (primeiro ano do período regulatório 2018-2020) com esta atividade que excedam os valores considerados na base de custos definida para o atual período regulatório, de modo a permitir a devolução integral aos clientes do SEN dos ganhos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações.

Esta rúbrica inclui ainda, a adicionar, o montante de 2 693 milhares de euros correspondentes a 80% dos custos suportados pela EDP D com dívidas de comercializadores.

Esta situação decorre de, em 2017, ter-se registado a ativação do fornecimento supletivo em duas ocasiões (maio e novembro), de modo a assegurar, pelo CUR, o fornecimento aos clientes de comercializadores que se viram impedidos de assegurar a sua atividade primária (fornecer a carteira de clientes), num dos casos por via da inviabilidade do contrato de adesão ao Mercado de Serviços de Sistema do comercializador (caso do comercializador Voltagequation), e no outro caso por cessação do contrato de uso das redes (caso do comercializador Elygas).

Como referido, o fornecimento supletivo é desencadeado nos termos da legislação e da regulamentação em vigor sempre que um comercializador se veja impedido de assegurar, com regularidade, o fornecimento de eletricidade aos clientes constituídos na sua carteira. A verificação das situações de impedimento teve, nos casos em apreço, como motivação base o incumprimento, pelos comercializadores, de obrigações contratuais para com o SEN.

Neste sentido, nas Tarifas para 2019, reconhece-se em base de proveitos de 80% dos valores apurados, decorrentes dos incumprimentos na liquidação dos valores no âmbito da operação do uso das redes, ficando os restantes 20% dependentes das ações intentadas contra os referidos comercializadores, nos termos previstos na Lei, para a recuperação dos créditos em causa, e do resultado que estas venham a produzir.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do Artigo 102.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 1 do Artigo 103.º (para o nível de tensão de BT) do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-53 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2018	Tarifas 2019
$a = [(1)+(2) \times (3) + (4) \times (5) / 1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	111 534	112 192
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	22 307	22 179
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MMh)	0,98718	0,98153
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	45 193	46 376
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	536,61534	533,54330
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 139	83 392
$b = (6) + [(7) \times (8)] - (9)$	Custo com capital	256 654	240 259
(6)	Amortizações dos activos fixos	149 406	150 711
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 831 609	1 816 448
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,75%	5,42%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	-1 930	8 840
c	Ganhos e perdas atuariais	8 208	8 462
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	13 803	13 052
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
f	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
g	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-2 721	-935
h	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-3 377	-2 918
<b>A = a + b + c + d + e + f + g - h</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT</b>	<b>390 856</b>	<b>375 948</b>
$g = [(1) \times 1000 \times (2) + (3) \times (4) + (5) \times (6) + (7) \times (8)] / 1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	378 564	375 184
(1)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Mihões/Taxa remuneração)	1 164,12043	1 157,45602
(2)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - condições de financiamento (%)	6,00%	5,67%
(3)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MVA)	2 198,52816	2185,94192
(4)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada (MVA)	20 663	20 589
(5)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Km)	314,92574	313,12284
(6)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede	144 253	143 975
(7)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	35,41750	35,21474
(8)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 151 153	6 233 425
h	Ajustamento t-1 CAPEX (associado ao período regulatório 15-17)	-8 771	
i	Ganhos e perdas atuariais	22 193	22 878
j	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	29 644	27 602
k	Custos com rendas de concessão	258 197	262 157
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
m	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
n	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-11 919	-9 785
o	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	4 278	4 645
<b>B = g - h + i + j + k + l + m + n - o</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>681 170</b>	<b>673 391</b>
<b>C = A + B</b>	<b>Total de proveitos</b>	<b>1 072 026</b>	<b>1 049 338</b>

Observa-se, no Quadro 4-53, uma queda dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 2,1% entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2019. De registar que a variação nos proveitos permitidos da atividade de Distribuição resulta sobretudo da diminuição das taxas de remuneração.

#### 4.4.2.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2017

De acordo com o n.º 6 do artigo 94.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2017 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 94.º aos valores realmente verificados em 2017, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O Quadro 4-54 compara os valores verificados em 2017 com os previstos no cálculo das tarifas de 2017. O desvio a repercutir nas tarifas de 2019 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2017, de 1 212 149<sup>46</sup> milhares de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 228 802<sup>47</sup> milhares de euros, com os incentivos (-7 302<sup>48</sup> milhares de euros) e os acertos do CAPEX (-10 701 milhares de euros antes da aplicação de juros) e o acerto de anos anteriores aceites *a posteriori*. Esta diferença de 1 780 milhares de euros<sup>49</sup> é atualizada para 2019 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2017, acrescida de 0,75 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2018, acrescida de 0,50 pontos percentuais.

---

<sup>46</sup> Proveitos faturados da URD<sub>AT/MT</sub>, 477 647 milhares de euros (linha B) + Proveitos faturados da URD<sub>BT</sub>, 734 502 milhares de euros (linha J).

<sup>47</sup> Proveitos da DEE em AT/MT, 486 050 milhares de euros (linha A) + Proveitos da DEE em BT, 742 751 milhares de euros (linha I).

<sup>48</sup> Melhoria da Qualidade de Serviço, 0 (linha D) + Redução de Perdas em AT/MT, -3 594 milhares de euros (linha E) e em BT, -3 708 milhares de euros (linha L).

<sup>49</sup> Um valor positivo significa valor a devolver pela empresa.

Quadro 4-54 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		2017	Tarifas 2017
$a = [(1)+(2)x(3)+(4)x(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	119 979	121 008
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	23 856,220	23 856,220
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	1,065	1,065
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 411	44 846
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	589,351	589,351
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	82 846	83 806
$b = (6) + [(7) \times (8)] - (9)$	Custo com capital	343 926	340 772
(6)	Amortizações dos ativos fixos <sup>(1)</sup>	216 244	214 135
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 839 939	1 882 212
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,68%	6,48%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	-4 741	-4 741
c	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	15 071	15 251
d	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
e	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	7
f	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	-7 075	-7 075
<b>A = a + b + c + d + e - f</b>	<b>Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT</b>	<b>486 050</b>	<b>484 113</b>
<b>B</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	477 647	
<b>C = B - A</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	-8 403	
<b>D</b>	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço <sup>(2)</sup>	0	
<b>E</b>	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-3 594	
<b>F = C - D - E</b>	<b>Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no ano t em AT/MT</b>	<b>-4 809</b>	
<b>G</b>	Acerto do capex	-1 936	
<b>H = [(F x (1+i<sub>2017</sub><sup>D</sup>))x (1+i<sub>2018</sub><sup>D</sup>)] - G</b>	<b>Ajustamento em 2019 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2017, em AT/MT</b>	<b>-2 918</b>	
$g = [(1)+(2)x(3)+(4)x(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	267 989	270 322
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	53 917,443	53 917,443
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/MWh)	5,025	5,025
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	20 875	21 423
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	17,781	17,781
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 139 965	6 116 383
$h = (6) + [(7) \times (8)] - (9)$	Custo com capital	179 511	168 219
(6)	Amortizações dos ativos fixos	106 318	98 235
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 129 717	1 116 032
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	6,68%	6,48%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	2 292	2 292
i	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	31 638	32 242
j	Custos com rendas de concessão	254 823	254 396
k	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
l	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	-8 790	-8 790
<b>I = g + h + i + j + k - l</b>	<b>Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>	<b>742 751</b>	<b>733 968</b>
<b>J</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	734 502	
<b>K = J - I</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-8 250	
<b>L</b>	Incentivo à redução de perdas, em BT	-3 708	
<b>M = K - L</b>	<b>Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t em BT</b>	<b>-4 542</b>	
<b>N</b>	Acerto do capex	-8 800	
<b>O</b>	Acertos de anos anteriores <sup>(3)</sup>	430	
<b>P = [M x (1+i<sub>2017</sub><sup>D</sup>))x (1+i<sub>2018</sub><sup>D</sup>)] - N + O</b>	<b>Ajustamento em 2019 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2017, em BT</b>	<b>4 645</b>	
<b>Q = H + P</b>	<b>Ajustamento em 2019 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 2017</b>	<b>1 728</b>	
$i_{2017}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2017 acrescida de spread	0,605%	
$i_{2018}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%	

(1) Não considera a devolução de amortizações ocorridas entre 2012 e 2017, referentes a imóveis vendidos nesse período. Esta situação encontra-se em avaliação.

(2) Este incentivo tem a sua aplicação suspensa relativamente ao ano de 2017, não havendo lugar a qualquer montante de pagamento ou de recebimento, devido à suspensão dos procedimentos de classificação como evento excepcional relativos aos incêndios de 17 de junho e de 15 de outubro de 2017, aguardando-se pelas diligências em curso de apuramento de responsabilidades, designadamente processos judiciais.

(3) O acerto de anos anteriores refere-se a abates de ativos ocorridos até 2016, decorrentes de uma auditoria aos ativos em BT.

Observa-se que os valores dos ajustamentos desta atividade decorrem, principalmente, de desvios de faturação, sobretudo em AT/MT.

Estando em 2017 a atividade de Distribuição de Energia Elétrica a ser regulada por custos aceites no CAPEX e *price-cap* no OPEX, os proveitos a proporcionar nesta atividade nesse ano dependem dos seguintes fatores:

- Evolução dos ativos a remunerar;
- Evolução da taxa de remuneração dos ativos;
- Evolução dos *drivers* de custo do OPEX aplicáveis em 2017 (energia elétrica entregue pelas redes de distribuição, extensão da rede de distribuição e número de clientes);
- Nível de perdas nas redes de distribuição;
- Nível da qualidade de serviço;
- Outros custos aceites.

Seguidamente, é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2017.

#### Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-55 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE, comparando os valores previstos em tarifas de 2017 com os valores ocorridos. Como se pode observar, no cômputo total, as diferenças não são significativas.

Quadro 4-55 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2017 (1)	Tarifas 2017 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	319 191	311 771	2,4%
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	12 513 591	13 257 453	
Investimento Directo	49 297	36 752	
Transferências para Exploração	321 683	304 483	
Reclassificações, alienações e abates	-263 625	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>12 620 946</b>	<b>13 598 688</b>	<b>-7,2%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	8 300 700	9 004 399	
Amortizações do Exercício	422 893	412 466	
Regularizações	-261 916	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>8 461 677</b>	<b>9 416 865</b>	<b>-10,1%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	1 231 333	1 241 727	
Comparticipações do ano	70 512	55 028	
Amortização do ano	100 328	100 096	
Regularizações	0	0	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>1 201 516</b>	<b>1 196 660</b>	<b>0,4%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2016 (7) = (1) - (3) - (5)	2 981 559	3 011 326	-1,0%
Valor de 2017 (8) = (2) - (4) - (6)	2 957 753	2 985 162	-0,9%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>2 969 656</b>	<b>2 998 244</b>	<b>-1,0%</b>

#### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2017 foi de 6,48% para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,68%.

Evolução dos indutores de custos no OPEX

De acordo com a aplicação da fórmula de *price-cap*, o nível de OPEX aceite para 2017 é ligeiramente inferior ao valor calculado para tarifas 2017 (cerca de 391 milhões de euros). Esta situação é justificada pela evolução dos indutores de custo, sobretudo o indutor de energia distribuída em BT, conforme se observa no quadro seguinte.

**Quadro 4-56 - Evolução dos indutores de custos no OPEX**

	2017	Tarifas 2017	Desvio (2017 - Tarifas 2017)	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	44 411	44 846	-435	-1,0%
Extensão da rede (km)	82 846	83 806	-960	-1,1%
Redes de BT				
Energia distribuída (GWh)	20 875	21 423	-548	-2,6%
Clientes (número)	6 139 965	6 116 383	23 582	0,4%

Recorde-se que a componente variável, ou seja, a componente do OPEX que varia consoante o desenvolvimento da atividade da empresa, apresenta em 2017 um peso de cerca de 80% no total do OPEX controlável aceite pela ERSE em cada nível de tensão (AT/MT e BT).

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018**

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2018 da DEE, para o nível de tensão de AT/MT, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor total a devolver pela empresa, que decorre da ligeira revisão em baixa das taxas de remuneração e da alteração dos valores do ativo a remunerar é de cerca de 9 milhões de euros, para as atividades da DEE em AT/MT, conforme apresentado no quadro seguinte.

Refira-se que, uma vez que para o atual período regulatório (2018-2020) se alterou a metodologia de regulação da atividade de DEE em BT para *price cap* aplicado ao TOTEX, em tarifas de 2019 não se aplica o ajustamento provisório do CAPEX a esse nível de tensão.



Quadro 4-57 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2018 da DEE em AT/MT

Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR		
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
1	Amortizações dos activos fixos	149 406	147 572	
2	Valor médio dos activos fixos	1 831 609	1 815 592	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,75%	5,42%	
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	254 724	245 913	
B = A <sub>2018</sub> - A <sub>2018 em 2018</sub>	Ajustamento AT/MT sem juros			8 811
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de <i>spread</i>			0,322%
C = (1 + i <sub>t-1D</sub> )*B	Ajustamento AT/MT com juros			8 840

### MECANISMO DE INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE

O Regulamento Tarifário em vigor estabelece o incentivo ao investimento em rede inteligente, que foi desenhado pela ERSE para estimular o operador da rede de distribuição a realizar projetos piloto e investimentos nas redes de distribuição, enquadrados no conceito de redes inteligentes. A formulação e parâmetros deste incentivo foram revistos para o período regulatório de 2018 a 2020, de modo a simplificar a sua aplicação e a aumentar retorno proporcionado ao operador, embora mantendo o princípio de partilha, entre o operador da rede de distribuição e os clientes de energia elétrica, dos benefícios que efetivamente ocorram em resultado do investimento em redes inteligentes.

Refira-se que na ótica dos proveitos permitidos, a valorização deste incentivo tem como ponto de partida os benefícios previsionais, indicados pelo operador na candidatura dos projetos, e torna-se definitivo quando a empresa demonstrar a concretização destes benefícios ao longo da vigência do incentivo (6 anos).

Desde que foi introduzido o formato do incentivo às redes inteligentes baseado na partilha de benefícios, foi apresentado pela EDP Distribuição apenas um projeto, que foi aceite pela ERSE, tendo os montantes previsionais do incentivo correspondente sido incluídos no cálculo tarifário de 2017. O projeto em causa consistiu na instalação de diversos equipamentos na rede de MT, designados OCR3, que associados a um sistema de controlo e telecomando permitem reduzir as interrupções na rede de distribuição em caso de defeito, resultando em ganhos ao nível da qualidade de serviço.

No entanto, como para 2019 não foi recebida qualquer informação do operador da rede de distribuição com vista à demonstração dos benefícios que foram previstos na fase de candidatura, os proveitos permitidos da atividade de DEE não incluem qualquer montante previsional correspondente ao incentivo ao investimento em redes inteligentes do projeto OCR3. Da mesma forma, foi também retirado, em sede

de ajustamentos, o montante de 7,47 milhares de euros atribuído em tarifas de 2017 com base na informação previsional recebida àquela data.

#### **MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da RND relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, outros projetos de investimento adicionais aos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos.

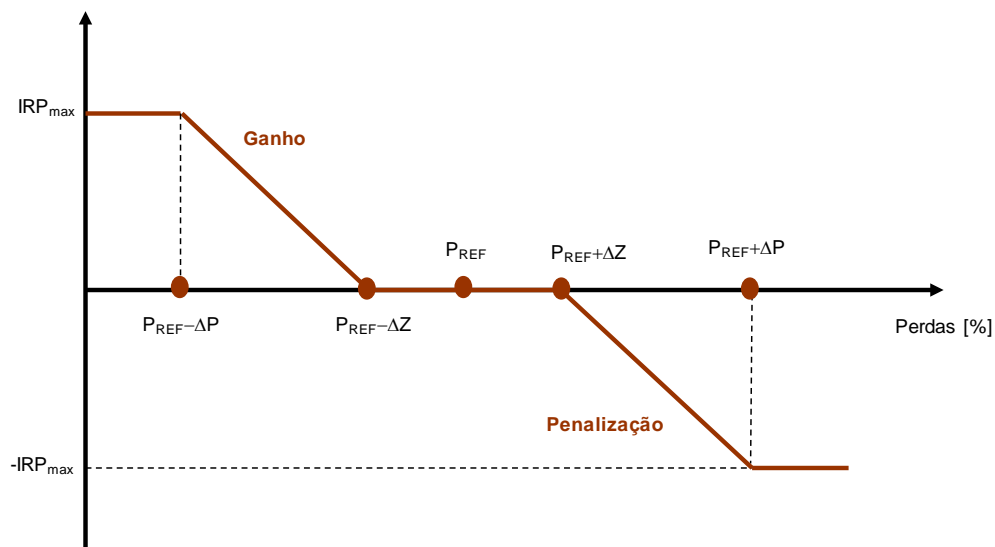
Assim, este mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

##### **a) Aplicação do mecanismo durante o período regulatório 2015-2017**

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2015-2017 baseia-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência, descontado de uma banda morta. O mecanismo prevê ainda um limite superior e inferior para as perdas, conforme ilustrado na Figura 4-12, tendo em consideração os seguintes parâmetros:

- Valor das perdas de referência,  $P_{REF}$ .
- Parâmetro de valorização unitária das perdas,  $Vp$ .
- Variação máxima ( $\Delta P$ ), para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização).
- Variação da banda morta ( $\pm \Delta Z$ ), dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização).

Figura 4-12 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Na revisão regulamentar de 2014, após consulta pública, a ERSE decidiu manter o modelo do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em vigor, revendo os valores dos seus parâmetros.

Para determinação destes parâmetros para vigorar no período regulatório 2015-2017, a ERSE teve em consideração o seguinte:

- A evolução recente das perdas reais verificadas nas redes de distribuição, com valores crescentes em 2012 e em 2013 e uma inversão de tendência prevista pelo operador da RND para 2014.
- Os estudos nacionais e internacionais efetuados no âmbito do impacto da produção distribuída, designadamente a comparação entre os níveis de perdas nas redes de distribuição em diversos países europeus.
- O acompanhamento da execução do plano, no que respeita à implementação de equipamentos de medição nas fronteiras entre os diferentes níveis de tensão, nomeadamente nas saídas de iluminação pública e nos postos de transformação, com vista a um apuramento mais detalhado do valor de perdas nas redes de distribuição.

b) Parâmetros do incentivo no período regulatório 2015-2017

Tendo em conta a informação referida no ponto anterior, a ERSE decidiu:

- Manter inalterado para o período regulatório 2015-2017, face ao período regulatório anterior, o valor das perdas de referência, fixado em 7,80%.
- Estabelecer, para o período regulatório 2015-2017, que o parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$ , será calculado anualmente, correspondendo a um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário do ano em questão, de acordo com o proposto pelo operador da RND.
- Manter o carácter simétrico da banda morta e adotar, durante 2015, o valor de 1,7% para  $\Delta Z$ , reduzindo esse valor em 0,25% nos dois anos subsequentes. O valor resultante para  $P_{REF} + \Delta Z$  coincidirá, nos três anos, com o valor proposto pelo operador da RND para as perdas de referência.
- Manter o carácter simétrico da banda ( $\pm \Delta P$ ) e fixar o valor de  $\Delta P$  em 3,0% acima do valor anual estabelecido para a banda morta ( $\Delta P = \Delta Z + 3,0\%$ ).

O Quadro 4-58 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.

**Quadro 4-58 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017**

	2015	2016	2017
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Valor de $\Delta Z$ (%)	1,70	1,45	1,20
Valor de $\Delta P$ (%)	4,70	4,45	4,20

Fonte: ERSE

**Quadro 4-59 - Concretização dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017**

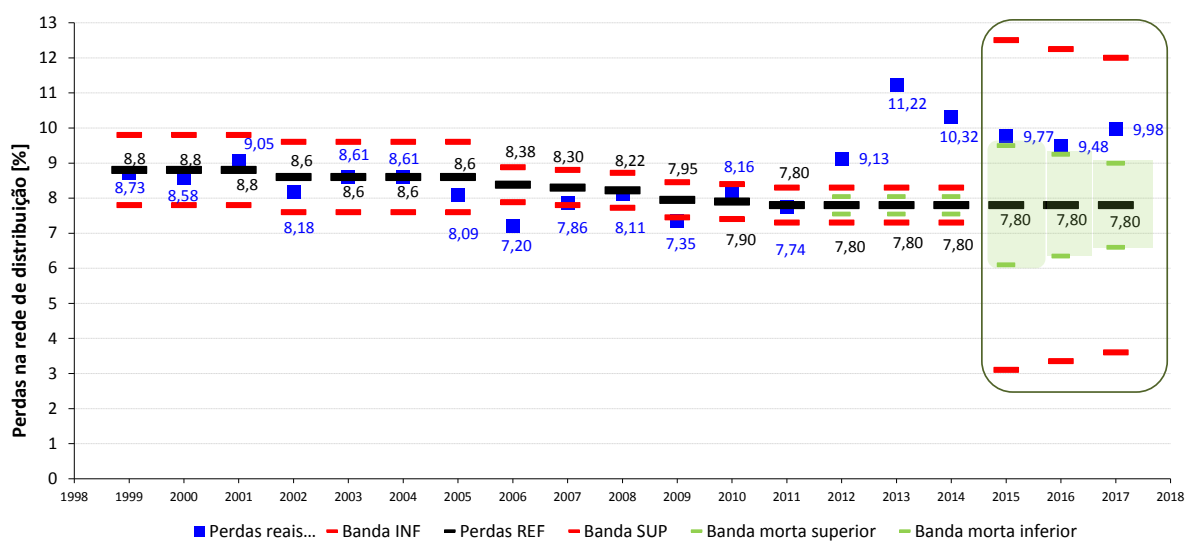
	2015	2016	2017
Limite inferior do incentivo ( $P_{REF} - \Delta P$ )	3,10	3,35	3,60
Limite inferior da banda morta ( $P_{REF} - \Delta Z$ )	6,10	6,35	6,60
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Limite superior da banda morta ( $P_{REF} + \Delta Z$ )	9,50	9,25	9,00
Limite superior do incentivo ( $P_{REF} + \Delta P$ )	12,50	12,25	12,00

Fonte: ERSE

c) Evolução das perdas nas redes de distribuição

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída das redes de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A Figura 4-13 apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2017, no seu referencial de saída.

Figura 4-13 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída



d) Evolução da valorização das perdas

O Quadro 4-60 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2017, face aos valores de referência, bem como os valores a pagar pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas (Vp), fixado pela ERSE.

**Quadro 4-60 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2015-2017**

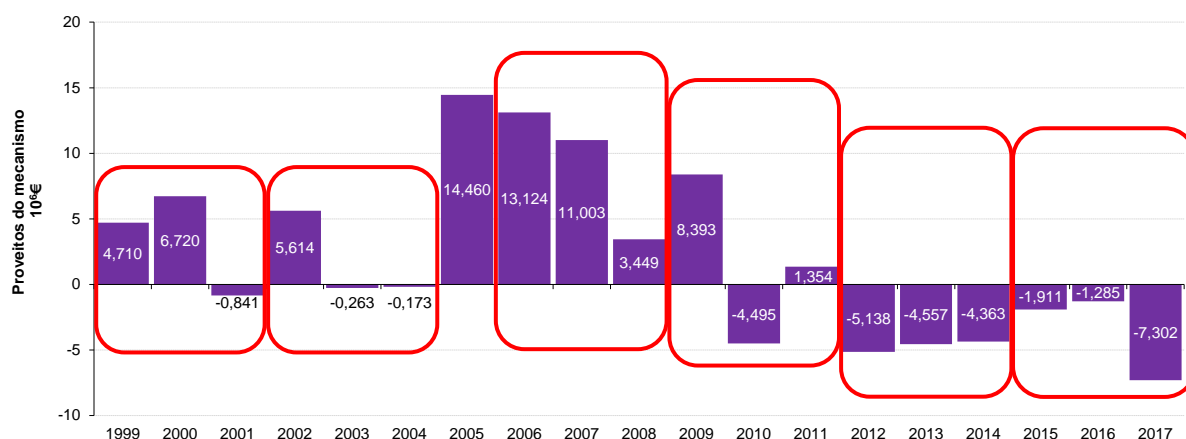
		2015	2016	2017
Valor real das perdas	(%)	9,77	9,48	9,98
Valor limite superior do incentivo	(%)	12,50	12,25	12,00
Valor limite superior da banda morta	(%)	9,50	9,25	9,00
Valor das perdas de referência	(%)	7,80	7,80	7,80
Diferença de perdas	p.p.	0,27	0,23	0,98
Valorização das perdas Vp	(€/MWh)	16,81	13,15	17,49
Energia fornecida	(TWh)	42,104	42,484	42,595
Valor a pagar pela empresa	(10 <sup>6</sup> €)	1,911	1,285	7,302

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2017, foi utilizado um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário (52,48 €/MWh), que resultou no valor de 17,49 €/MWh. Esta valorização aplicada à diferença entre o valor real das perdas verificadas e o valor das perdas de referência, descontada da banda morta, resulta, se positiva, numa penalização para o operador das redes de distribuição.

A diferença entre as perdas reais (9,98%) e o valor superior da banda morta (9,00%) foi de 0,98pp. Assim, o valor da penalidade é 7,302 milhões de euros.

A figura seguinte apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que desde 2012 houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda morta.

Figura 4-14 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



#### INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O artigo 124.º do Regulamento Tarifário em vigor prevê o mecanismo de incentivo à melhoria de continuidade de serviço que tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos. O primeiro objetivo é prosseguido através da designada “Componente 1”, enquanto o segundo objetivo é atingido por intermédio da designada “Componente 2”.

##### Componente 1

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende do valor da energia não distribuída (*END*). Este incentivo tem uma atuação *a posteriori* com um desfazamento de dois anos.

O valor da energia não distribuída é calculado através da seguinte fórmula:

$$END=ED \times TIEPI/T$$

O indicador geral de continuidade de serviço Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (*TIEPI*) é determinado de acordo com o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço, sendo consideradas as interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções com origem noutras redes e as classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais.

A Energia Distribuída (**ED**) é calculada de acordo com a metodologia estabelecida no documento da ERSE "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2003" com a respetiva adaptação atendendo à organização atual do setor.  $T$  corresponde ao número de horas do ano em causa.

Os valores dos parâmetros da Componente 1 do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2017, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2017, através da Diretiva n.º 1/2017 de 3 de janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-61.

**Quadro 4-61- Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria de qualidade de serviço em vigor para 2017**

$END_{REF}$	$0,000134 \times ED$
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	3,0 € / kWh
$ RQS1_{max}  =  RQS1_{min} $	4 000 000 €

#### Componente 2

O valor da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende da média deslizando dos últimos três anos do indicador *SAIDI MT* relativo ao conjunto dos 5% dos Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de *SAIDI MT* (*SAIDI MT 5%*).

Os valores dos parâmetros da Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2016, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2017, através da Diretiva n.º 1/2017 de 3 de janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-62.



**Quadro 4-62 - Valores dos parâmetros da Componente 2 do incentivo de qualidade de serviço em vigor para 2017**

SAIDI MT 5% <sub>REF 2017</sub>	(min)	590,00
$\Delta S$	(min)	30,00
V SAIDI MT	(€ / min)	33 333,33
$ RQS2_{max}  =  RQS2_{min} $	(€)	1 000 000

Para determinar o valor do indicador *SAIDI MT* são tidos em consideração os seguintes critérios:

- a) Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem na rede nacional de transporte, em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:
  - Interrupções com origem em instalações de clientes ou de produtores que afetem apenas os próprios clientes ou produtores;
  - Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como Evento Excepcional;
- b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês.
- c) Considerados todos os Postos de Transformação com potência superior a zero.

Montantes do Incentivo à Continuidade de Serviço

Tendo em consideração os pedidos de classificação como eventos excepcionais submetidos pela EDP Distribuição à ERSE relativo ao incêndio ocorrido entre 17 e 20 de junho de 2017, em Pedrogão Grande, e aos incêndios ocorridos entre 15 e 21 de outubro de 2017, na região do Mondego (Lousã), a ERSE procedeu à análise aos elementos apresentados pela EDP Distribuição e aos relatórios produzidos pelo Centro de Estudos sobre Incêndios Florestais da Universidade de Coimbra e pelas Comissões Técnicas Independentes, promovidos respetivamente pelo Governo e pela Assembleia da República, sobre os dois incêndios em questão, permitindo concluir que existem elementos que são, pelo menos, contraditórios e que não permitem, com os elementos disponíveis, verificar a não responsabilidade da EDP Distribuição nos eventos em causa, de acordo com alínea d) do n.º 1 do art.º 9.º do RQS. De igual forma, nessa análise constatou-se que estão a decorrer diligências em sede de Ministério Público para o esclarecimento e apuramento de

responsabilidades, incluindo processo judicial. De notar que estes dois eventos têm um contributo significativo para o valor dos indicadores de continuidade de serviço de 2017.

Em conformidade, a ERSE decidiu, ao abrigo do artigo 38.º do Código de Procedimento Administrativo, suspender os procedimentos de classificação como evento excecional destes dois eventos, aguardando pelas diligências em curso de apuramento de responsabilidades, designadamente processos judiciais.

Como consequência, também foi decidido suspender a aplicação do incentivo à continuidade de serviço, previsto no Procedimento n.º 6 do MPQS, relativamente ao ano de 2017 (em ambas as componentes), optando-se por não haver lugar a qualquer montante de pagamento ou de recebimento, conforme apresentado no Quadro 4-63. Do mesmo modo, o contributo destes eventos para o cálculo das compensações a clientes não deve ser considerado.

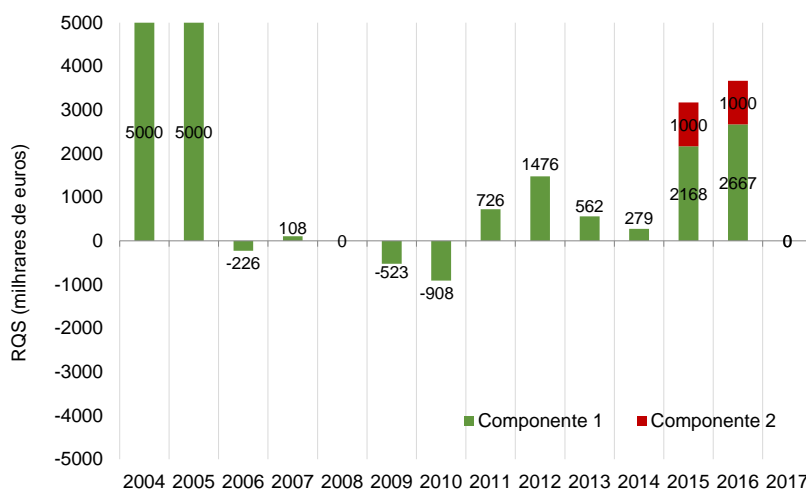
Após a decisão final sobre a classificação dos eventos em causa haverá lugar ao cálculo do valor deste incentivo com consequências nas tarifas subsequentes.

**Quadro 4-63 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2017**

Montante Componente 1	(euros)	0
Montante Componente 2	(euros)	0

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo à melhoria, nas suas duas componentes, são apresentados na Figura 4-15.

Figura 4-15 – Montantes do incentivo à continuidade de serviço



#### 4.5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, atribuiu a licença de Comercializador de Último Recurso (CUR) a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exercem as demais atividades no sistema elétrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição Energia, S.A..

Na sequência deste diploma, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de janeiro de 2007 por destacamento de ativos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição. O CUR exerce as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica, que comporta a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a atividade de Comercialização.

#### 4.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

##### 4.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para o CUR satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.

A atividade de CVEE comporta duas funções, a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial.

Esta desagregação tem como principal vantagem permitir uma melhor monitorização desta atividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica para fornecimento a clientes.

##### **CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS**

Atualmente, o CUR adquire no mercado organizado (MIBEL) a energia elétrica para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes. À semelhança dos restantes comercializadores, a sua carteira de compras é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios, a liquidar junto da Gestão Global de Sistema (procedimentos de liquidação). Assim, o comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à sua expectativa para os consumos dos seus clientes.

Adicionalmente, o comercializador de último recurso tem a obrigação de adquirir a energia aos produtores em regime especial, a qual deve, em cada hora, ser descontada na sua carteira de consumos.

O quadro seguinte apresenta as previsões da procura agregada dos clientes do comercializador de último recurso, no referencial das aquisições no mercado. Estas aquisições de energia pelo CUR resultam das previsões da ERSE para o nível de procura e para a evolução da liberalização mercado retalhista, bem como do nível previsto para as perdas nas redes de transporte e distribuição. A evolução dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2018 e as previsões para 2019 consideradas pela ERSE neste exercício tarifário, encontram-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2019”.

Quadro 4-64 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2019	
	2016	2017	2018	2019
<b>= Total das Aquisições do CUR</b>	<b>4 879</b>	<b>3 802</b>	<b>3 449</b>	<b>3 019</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	597 14,21%	503 15,52%	474 16,21%	373 14,33%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	79 1,89%	56 1,72%	52 1,79%	46 1,76%
<b>= Total dos Fornecimentos do CUR</b>	<b>4 202</b>	<b>3 243</b>	<b>2 923</b>	<b>2 601</b>

Fonte: ERSE, EDP SU

#### AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

No Quadro 4-65 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE previsto para 2019 por tecnologia e respetivas quantidades de energia.

Quadro 4-65 – Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE

	Tarifas 2019				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (€/MWh)	Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)	Preço <sup>(3)</sup> referência p/ cálculo do diferencial de custo (€/MWh)	Diferencial de custo da PRE referente ao ano (10 <sup>3</sup> EUR)
PRE 1 <sup>(1)</sup>	15 615	103,73	1 619 688		741 671
Eólicas	12 408	94,77	1 175 937	56,23	478 250
Hídricas	1 066	96,68	103 083	56,23	43 132
Biogás	281	116,89	32 880	56,23	17 063
Biomassa	813	121,39	98 704	56,23	52 984
Fotovoltaica	557	295,43	164 467	56,23	133 164
Ondas	0	0,00	0	56,23	
RSU	490	91,10	44 616	56,23	17 078
PRE 2 <sup>(2)</sup>	6 241	109,19	681 481		330 531
Térmica - Cogeração (NFER)	3 963	105,02	416 150	56,23	193 337
Térmica - Cogeração (FER)	1 946	101,84	198 130	56,23	88 732
Micro/Mini/UPAC/UPP	333	201,65	67 201	56,23	48 462
<b>Total da Produção em Regime Especial</b>	<b>21 856</b>	<b>105,29</b>	<b>2 301 169</b>		<b>1 072 202</b>

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

(2) PRE 2 - Produção em Regime Especial, com remuneração por tarifa fixada administrativamente, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio.

(3) O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE é determinado tendo por base o preço médio de mercado previsto para o ano 2019, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-16 apresenta as quantidades ocorridas da PRE por tecnologia no período de 2001 a 2017, o valor estimado para 2018 e a previsão para 2019. Até 2010 verificou-se um forte aumento da injeção de PRE nas redes, consequência do aumento da potência instalada de PRE, com crescimentos anuais sempre acima de dois dígitos. Este ritmo abrandou nos anos de 2011 e 2012, com taxas de crescimento de 1,9% e 3,5%, respetivamente, em consequência de uma menor dinâmica na ligação à rede de novos produtores desta natureza. Em 2013 e 2014, voltou a observar-se um nível da produção em regime especial, substancialmente acima do verificado em 2012, facto que se atribui essencialmente aos fatores climáticos que influenciam a produção de origem renovável, designadamente, a forte eolicidade e a forte hidraulicidade verificada nestes dois anos. Não obstante, no ano de 2014 o total de PRE injetada na rede ficou ligeiramente abaixo do verificado em 2013, o que se atribui à menor produção proveniente da cogeração, em resultado de particularidades na operação e manutenção de algumas instalações e ao fim

do regime bonificado por fim do prazo previsto na lei em algumas unidades produtivas. Em 2015 verificou-se um decréscimo de 6,4% do total de PRE injetada na rede face a 2014, justificado essencialmente pela quebra de produção de origem eólica e hídrica, bem como por nova redução da cogeração à semelhança do já observado em 2014. No ano seguinte, 2016, verificou-se um aumento da PRE de 5,1% face a 2015, justificado essencialmente pelo acréscimo de 7,5% na eólica, cujo peso no total da PRE foi de cerca de 57%. Relativamente a 2017, voltou a observar-se uma redução da produção renovável de origem eólica e, particularmente de origem hídrica, o que se deveu à reduzida hidraulicidade observada nesse ano.

Para 2018, a ERSE considerou uma estimativa que incorpora dados reais dos primeiros nove meses do ano. Os principais fatores considerados nesta estimativa foram os seguintes:

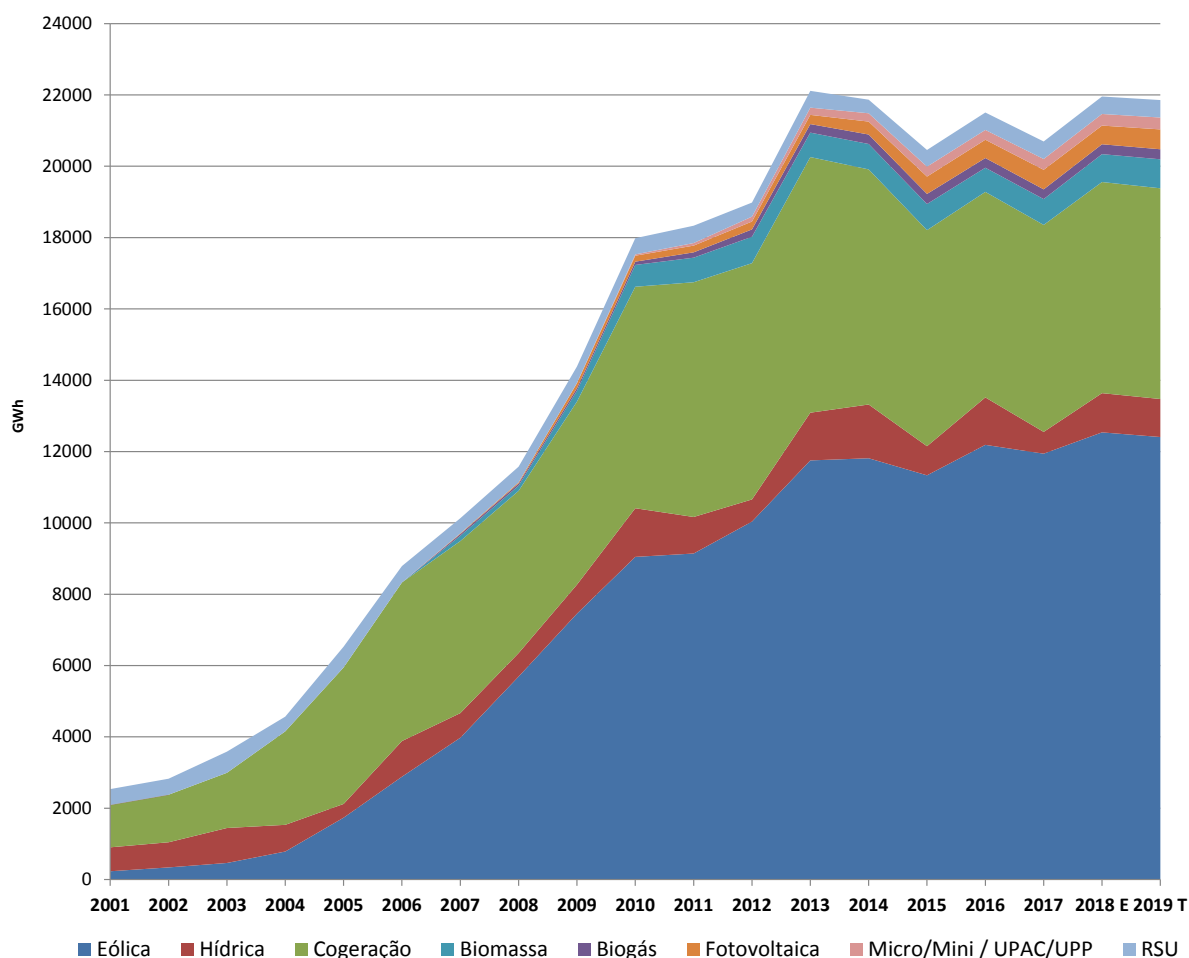
- Acréscimo acentuado da PRE Hídrica, com uma variação acumulada até novembro de 2018 de 69,9% face ao período homólogo de 2017, ( $IPH_{Acum.Novembro2018}$  de 1,12 face a  $IPH_{Acum.Novembro2017}$  de 0,50 - fonte REN), que corresponde à transição de um ano muito seco em 2017 para um ano tendencialmente húmido em 2018;
- Acréscimo da PRE Eólica, atendendo a que a produção acumulada até novembro é superior em cerca de 6,0% à verificada no período homólogo de 2017, o que se deve essencialmente ao acréscimo do índice de produtividade eólica;
- Decréscimo da produção fotovoltaica, com uma produção acumulada até novembro a situar-se 4,4% abaixo da verificada para esta tecnologia no período homólogo do ano anterior;
- Ligeiro aumento da injeção na rede das tecnologias de PRE de base térmica (Cogeração, Biogás, Biomassa, Resíduos Sólidos Urbanos), cuja produção acumulada a novembro de 2018 cresceu cerca de 0,9% (fonte REN) face à produção do período homólogo de 2017. Este acréscimo justifica-se essencialmente devido ao aumento da produção proveniente de Cogeração e de Biomassa;
- Manutenção ou ligeiro acréscimo das injeções na rede provenientes de mini e micro produtores, unidades de produção para autoconsumo e unidades de pequena produção.

Com estes pressupostos, a estimativa da ERSE para a injeção total de PRE nas redes do SEN em 2018 terá um crescimento de cerca de 6% face ao ocorrido em 2017.

Em 2019, assumiu-se uma previsão que considera as perspetivas de desenvolvimento da potência instalada das tecnologias de PRE com tarifas *feed-in* e a evolução dos fatores que condicionam a sua produção,

designadamente o retorno a um valor médio dos índices de produtividade eólica e hídrica. Esta previsão resulta num ligeiro decréscimo do total da produção em regime especial em 2019 de cerca de 0,5%, face à estimativa da ERSE para 2018. Esta previsão para 2019 mantém-se cerca de 1% abaixo do máximo da produção em regime especial ocorrida em 2013, mas situa-se 5,6% acima do valor verificado em 2017 (último ano completo com dados reais apurados).

Figura 4-16 - Evolução das quantidades da PRE por tecnologia



Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-17 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2017 (valores ocorridos), a estimativa para 2018 e a previsão para 2019. Em termos unitários, o preço médio de energia proveniente de PRE apresentou, entre 2001 e 2017, uma taxa média anual de crescimento de 3,4%.

Para 2018 e 2019, este preço médio de aquisição da PRE deverá aumentar cerca de 1,1% e 1,5%, respetivamente. Por tecnologias, salienta-se o acréscimo previsto para o preço da cogeração não



renovável, de 11,4% em 2018, em resultado da evolução do preço do petróleo. Em 2019, a variação prevista pela ERSE para o preço do petróleo não deverá provocar alterações significativas no preço da cogeração em 2019.

Nas restantes tecnologias, estima-se que o preço médio unitário evolua em 2018 e 2019 em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a remuneração destes produtores, o IPC sem habitação, com exceção da PRE Eólica e dos PRE de pequena dimensão<sup>50</sup>.

No caso da PRE Eólica, o ritmo de evolução do preço unitário poderá ser influenciado pela entrada em funcionamento de nova capacidade de produção atribuída por concurso, cujo preço unitário deverá ser inferior ao verificado em 2017 e nos anos anteriores.

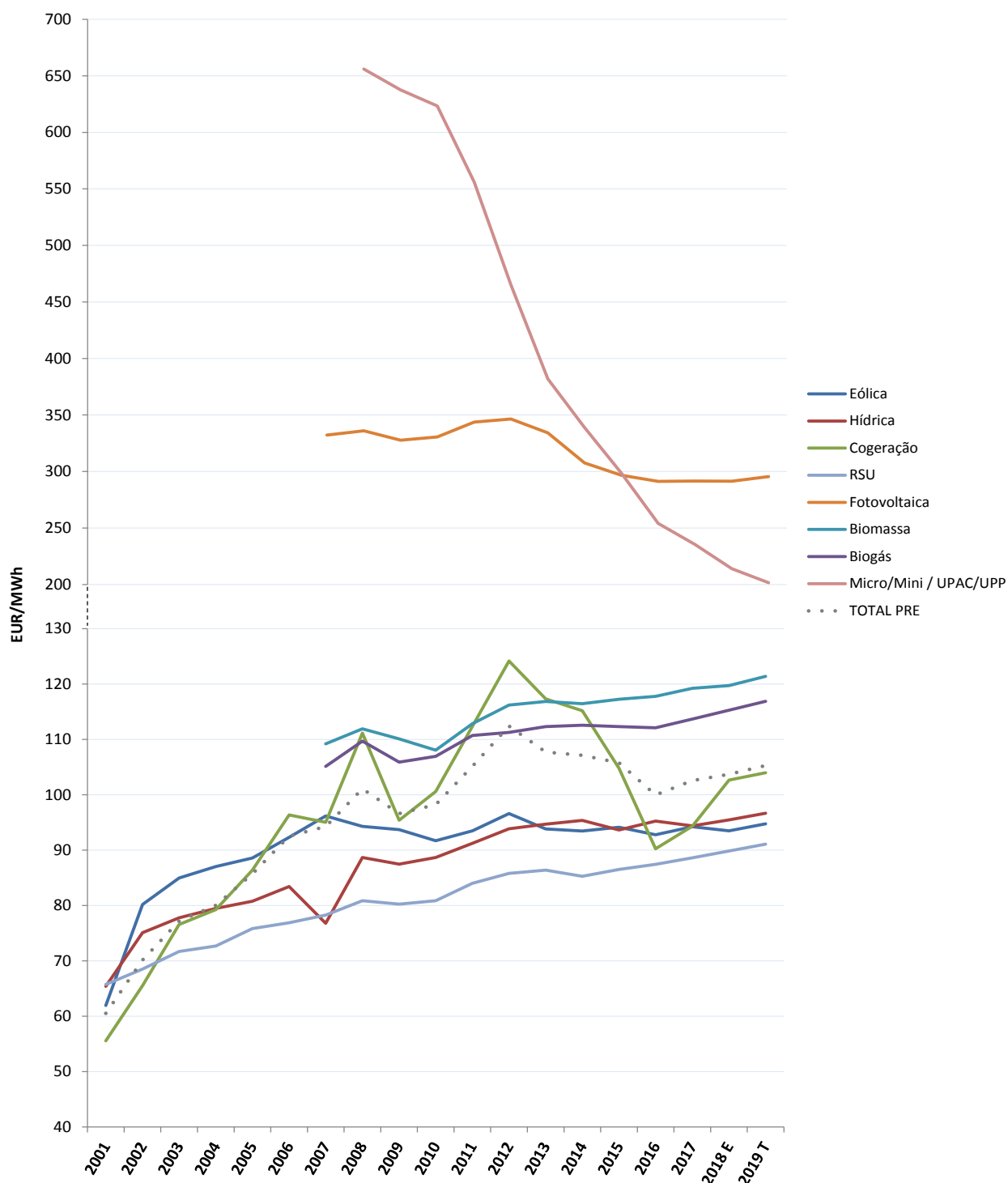
Relativamente aos produtores de pequena dimensão, no caso da mini e microgeração, deverá continuar a assistir-se a uma redução gradual do preço unitário destas tecnologias em 2018 e 2019, em consonância com o previsto no seu enquadramento legal. Refira-se que a mini e microcogeração continuam a ser preponderantes na definição dos custos da energia adquirida pelo CUR aos produtores de pequena dimensão, dado que a sua potência instalada e os preços unitários são substancialmente superiores aos das UPAC e UPP.

No que respeita às UPAC e às UPP, prevê-se que o ritmo de crescimento acentuado da potência instalada observada desde 2015 se mantenha, embora nos respetivos preços unitários os comportamentos previstos sejam distintos. Para as UPP assumiu-se que os preços de referência definidos na legislação se mantêm, mas no caso das UPAC o preço unitário da energia adquirida a estes produtores deverá aumentar, por estar indexado ao preço médio do mercado.

---

<sup>50</sup> Apresentados na figura de forma agregada, a que corresponde a microgeração, minigerção, unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e unidades de pequena produção (UPP).

Figura 4-17 - Evolução do custo unitário PRE por tecnologia

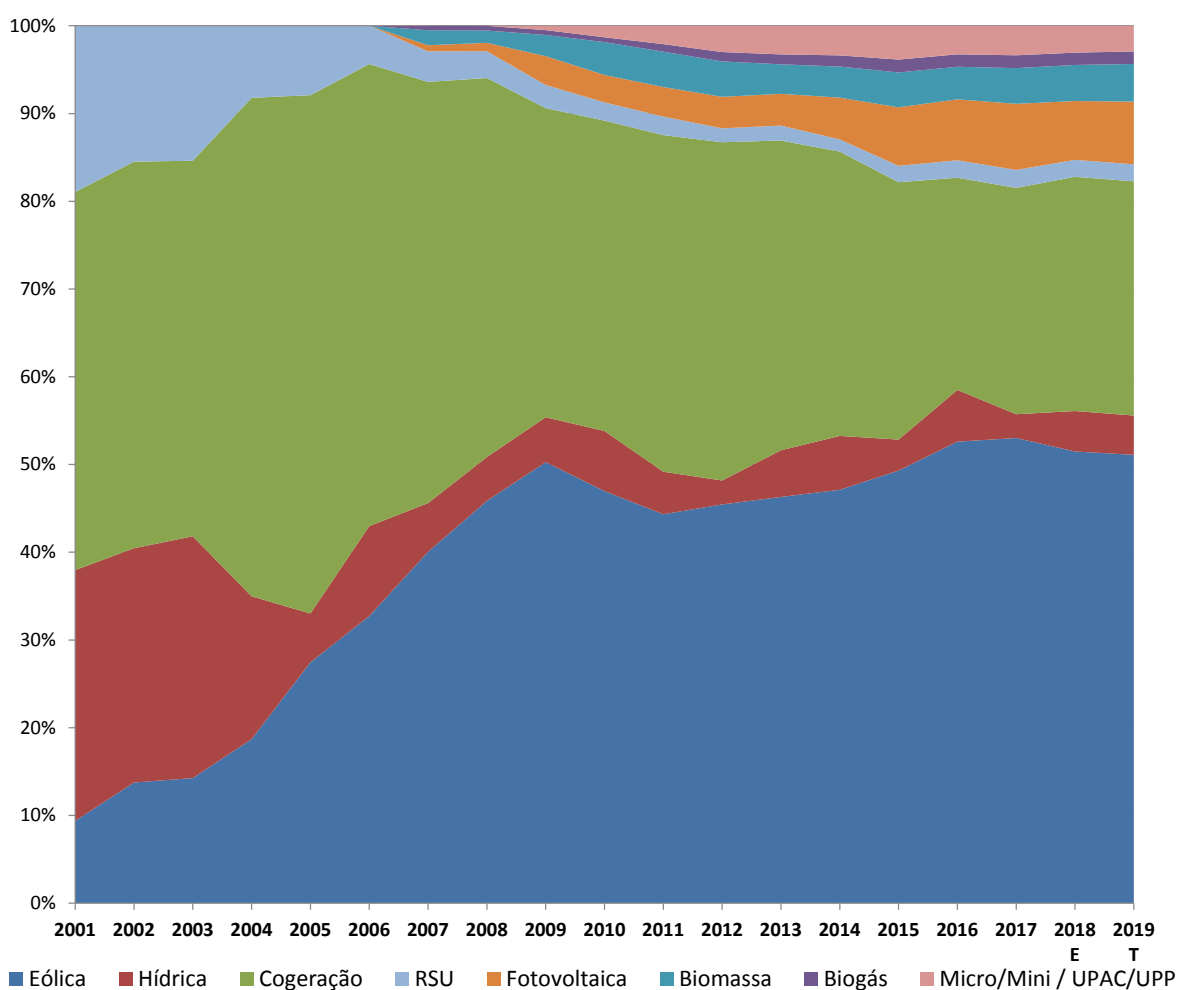


Fonte: ERSE, EDP SU

A Figura 4-18 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE. Verifica-se que as tecnologias que destacadamente têm maior produção (eólica e cogeração) são também as que apresentam um maior peso

no total dos custos da PRE adquirida pelo CUR. Esta figura mostra também o alargamento do *mix* de produção renovável a partir de 2006 e dos respetivos custos. Nos anos mais recentes nota-se uma tendência de estabilização dos pesos dos custos da PRE por tecnologia, o que decorre das menores variações da potência instalada dos produtores com tarifa *feed-in*.

Figura 4-18 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE



Fonte: ERSE, EDP SU

#### CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

Os pressupostos subjacentes ao custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes de 65,5 €/MWh, previsto para 2019, estão apresentados no ponto 2.2.

#### 4.5.1.2 AJUSTAMENTOS

Para além dos proveitos permitidos do ano são ainda recuperados por esta atividade os seguintes ajustamentos:

1. O ajustamento provisório da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, referente ao ano de 2018.
2. Os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2017.
3. O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2017.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2017 e 2018.

**Quadro 4-66 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2018	Tarifas 2019
A	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEE FC, referente a t-1	-22 989	-45 648
B	Ajustamento da tarifa de energia, relativo a t-2	1 673	10 245
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2	7 194	4 419
<b>D = A+B+C</b>	<b>Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2018</b>	<b>-14 122</b>	<b>-30 984</b>

Estes montantes, ao abrigo do Artigo 97.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição.

#### **CUSTOS COM A FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES**

O montante de custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor<sup>51</sup>.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-67.

<sup>51</sup> As dúvidas levantadas relativamente à razoabilidade económica dos custos de exploração previstos pela EDP, SU com esta função, justificaram a revisão em baixo dessas previsões em 620milhares de euros.

Quadro 4-67 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>A</b>	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes = (1) x (2) + (3) - (4) + (5)	203 994	197 733
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	53,02	63,77
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	3 790	3 019,49
3	Desvio por gestão carteira	-3 946	2 113,64
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0	0,00
5	Outros custos	6 991	3 061,76
<b>B</b>	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	2 577	1 860
<b>C</b>	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t	-22 989	-45 648
<b>D</b>	Ajustamento no ano t dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, relativo ao ano t-2	1 673	10 245
<b>E</b>	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	7 194	4 419
<b>F</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)</b>	<b>220 693</b>	<b>230 576</b>
<b>G</b>	<b>Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados = - [(C) + (D) + (E)]</b>	<b>14 122</b>	<b>30 984</b>
<b>H</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE = (F) - (G)</b>	<b>206 571</b>	<b>199 593</b>

**AJUSTAMENTOS DE 2017**

A desagregação da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica em duas funções, função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, tem como principal vantagem a de permitir uma melhor monitorização da atividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica.

Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

De acordo com o artigo 96.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, o ajustamento dos proveitos permitidos da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (CVEE PRE) resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2017 e a diferença entre os custos reais de:

- Aquisição a estes produtores e as quantidades adquiridas valorizadas a preço de mercado;

- Custos de funcionamento afetos à função CVEE PRE;
- Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

O desvio de 2017 dos custos da PRE atingiu o montante de -26 382<sup>52</sup> milhares de euros, não atualizado, devido essencialmente às alterações ocorridas nos valores das seguintes rubricas face ao inicialmente previsto:

- Menor valor referente às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- Aumento do preço médio de venda da PRE face ao previsto, facto que não foi anulado pelo efeito, em sentido contrário, das quantidades da PRE.

O último efeito pode ser observado no quadro seguinte:

Quadro 4-68 - Desvios custos da PRE

	2017	Tarifas 2017	Desvio (2017-T2017)	
			Valor	%
<b>Quantidades (GWh)</b>	<b>20 695</b>	<b>21 555</b>	<b>-861</b>	<b>-4,0%</b>
PRE 1	14 588	15 523	-934	-6,0%
PRE 2	6 107	6 033	74	1,2%
<b>Preço (€/MWh)</b>				
Preço médio de venda PRE <sup>(1)</sup>	48,61	43,41	5,20	12,0%
Custo médio PRE	102,57	102,32	0,25	0,2%

<sup>(1)</sup> Sem serviços de sistema

Fonte: ERSE, EDP SU

Tal como referido anteriormente, desde a revisão regulamentar ocorrida em 2011, o preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE é apurado de forma diferente do preço de mercado de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes do CUR. Para o apuramento do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE são tidos em conta os perfis de aquisição da PRE, bem como os custos com desvios que lhe estão associados.

<sup>52</sup> Desvio PRE <sup>1</sup>, -58 225 milhares de euros (linha E) + Desvio PRE <sup>2</sup>, +31 843 milhares de euros (linha L).

O ajustamento desta componente a repercutir em 2019, de -198 298 milhares de euros a receber pelo CUR, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -26 627<sup>53</sup> milhares de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2018 (171 682<sup>54</sup> milhares de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2019. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

---

<sup>53</sup> Desvio PRE <sup>1</sup> atualizado, - 58 765 milhares de euros (linha F) + Desvio PRE <sup>2</sup> atualizado, 32 138 milhares de euros (linha M).

<sup>54</sup> Ajustamento provisório PRE <sup>1</sup> atualizado, 118 479 milhares de euros (linha H) e ajustamento provisório PRE <sup>2</sup> atualizado, 53 202 milhares de euros (linha O)

Quadro 4-69 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2017
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> recuperado em 2017	691 890
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	757 047
1	Compras	1 503 777
2	Vendas	709 132
3	Outros custos	5 024
4	Custos de funcionamento (líquidos de proveitos)	4 241
5	Ajustamento t-1	-284 884
6	Ajustamento t-2	-65 807
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-313 834
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	83 719
C	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2017 (A) - (B) + 9	-65 157
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013 e portaria 225/2015	6 932
E	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , com mecanismo regulatório DL 74/2013 (C) + (D)	-58 225
F	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2017 atualizado para 2019 = $E \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	-58 765
G	Valor do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nos proveitos de 2018	118 099
H	Valor do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nos proveitos de 2018, atualizado para 2019 = $G \times (1 + i_{t-1}^E)$	118 479
I	Ajustamento do diferencial PRE <sup>1</sup> , de 2017 a recuperar nos proveitos permitidos de 2019 = (F) - (H)	-177 245
J	Diferencial da PRE <sup>2</sup> recuperado em 2017	625 043
K	Diferencial de custos com a aquisição de energia eléctrica determinado com base em valores reais [(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)]	593 201
9	Compras	618 853
10	Vendas	296 848
11	Outros custos	5 024
12	Custos de funcionamento	4 241
13	Ajustamento t-1	140 675
14	Ajustamento t-2	82 999
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	485 606
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
L	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2017 (J) - (K)+16	31 843
M	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2017 atualizado para 2019 = $L \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	32 138
N	Valor do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nos proveitos de 2018	53 032
O	Valor do ajustamento provisório calculado em 2017 e incluído nos proveitos de 2018, atualizado para 2019 = $N \times (1 + i_{t-1}^E)$	53 202
P	Ajustamento do diferencial PRE <sup>2</sup> , de 2017 a recuperar nos proveitos permitidos de 2019 = (M) - (O)	-21 064
Q	Ajustamento do diferencial PRE, de 2017 a repercutir nos proveitos permitidos de 2019 [(I) + (P)]	-198 309
$i_{t-2}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2017 acrescida de spread	0,605%
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%



No cálculo tarifário de 2017 foram incluídos cerca de 57,1 milhões de euros, referentes ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, que se ajustam definitivamente para 6,9 milhões de euros nos proveitos para 2019.

#### Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

De acordo com o artigo 97.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (CVEE FC) são ajustados pela diferença entre os valores faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia e os custos com aquisição de energia elétrica para fornecimento a clientes calculados com base em custos reais. O ajustamento na função CVEE FC referente a 2017 a repercutir nas tarifas de 2019 é de 10 245 milhares de euros, a receber pelo CUR, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-70.

**Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2017
1 = 2*3+4+5+6	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	202 046
2	Custo médio de aquisição	55,13
3	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	3 654
4	Desvio por gestão de carteira	-1 544
5	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
6	Outros custos	2 125
7	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	1 619
<b>A = 1+7</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>203 664</b>
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida aditividade e sobreproveito	190 965
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em 2017	-12 699
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2019 = $(C) \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	-12 817
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2017 calculado em 2018 e atualizados para 2019	-23 063
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em 2017 atualizado para 2019	10 245
$i_{t-2}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2017 acrescida de spread	0,605%
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%

Aquando da definição das tarifas para 2017, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR (sem serviços de sistema<sup>55</sup>), 50,01 €/MWh, foi inferior ao ocorrido, 55,13 €/MWh.

**Quadro 4-71 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR**

Unid: €/MWh	
<b>Tarifas 2017 Valor implícito nas tarifas</b>	<b>2017 Real</b>
50,01	55,13

Nota: Sem serviços de sistema

Esta diferença do custo médio de aquisição de energia elétrica entre o valor real de 2017 e o valor implícito nas tarifas de 2017 reflete os desvios entre os valores previstos e verificados dos principais fatores explicativos apresentados no Quadro 4-72 *infra*.

**Quadro 4-72 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2017**

	<b>2017</b>	
	<b>Tarifas 2017 Valor implícito nas previsões</b>	<b>2017 Real</b>
<b>Carvão (EUR/ton)</b>	51,59	74,58
<b>Petróleo - Brent (EUR/bbl)</b>	42,70	47,95
<b>Índice de produtividade hidroelétrica</b>	1,00	0,47
<b>Produção PRE Portugal (GWh)</b>	21 555	20 726

Fonte: ERSE, Reuters, REN, EDP

A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a evolução do índice de produtividade hidroelétrica são alguns dos principais fatores explicativos da

<sup>55</sup> Os custos com serviços de sistema encontram-se na rubrica "Outros custos".

evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica. A evolução destes dois fatores está inversamente relacionado com o preço de energia elétrica no mercado grossista. O Quadro 4-72 mostra que as injeções de PRE e o índice de produtividade hidroelétrica se situaram consideravelmente abaixo dos valores previstos no cálculo tarifário de 2017, o que contribuiu significativamente para um desvio da ordem de 10% no preço do mercado grossista ocorrido em 2017 face às previsões utilizadas na definição das tarifas. Para além deste efeito, também o aumento dos preços do carvão e do petróleo contribuíram para o aumento dos preços da energia elétrica. Estes efeitos contribuíram, conseqüentemente, para o desvio do custo médio de aquisição do CUR, apresentado anteriormente.

#### Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo

O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2, está previsto no artigo 148.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro. A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços transitoriamente diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da convergência para um sistema tarifário aditivo, conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso.

Em 2017 o desvio atualizado para 2019 atinge o montante de 4 419 milhares de euros.

Quadro 4-73 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2

		Unidade: 10 <sup>9</sup> €
		2017
<b>A</b>	<b>Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais</b>	<b>626 375</b>
1	Energia	190 965
2	Uso Global do Sistema	231 865
3	Uso da Rede de Transporte	23 210
4	Uso da Rede de Distribuição	153 573
5	Comercialização	17 904
<b>B</b>	<b>Proveitos que resultam da faturação = 1+2+3+4+5</b>	<b>617 517</b>
<b>C</b>	<b>Sobreprojeito por aplicação da tarifa transitória</b>	<b>4 480</b>
<b>D</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 (A) - (B) - (C)</b>	<b>4 379</b>
$i_{t-2}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2017 acrescida de spread	0,605%
$i_{t-1}^E$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%
<b>E</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 atualizado para 2019</b> <b>= (D) x (1+ <math>i_{t-2}^E</math>) x (1+ <math>i_{t-1}^E</math>)</b>	<b>4 419</b>

### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica exercida pelo comercializador de último recurso (EDP Serviço Universal) corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.

O quadro seguinte apresenta a estimativa para 2018 das aquisições do comercializador de último recurso, no referencial do mercado. Estas aquisições de energia pelo CUR resultam das estimativas da ERSE para o nível de consumo em 2018, para a evolução da liberalização do mercado retalhista e para as taxas de perdas nas redes de transporte e distribuição.

Quadro 4-74 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

	Real		ERSE Tarifas 2019
	2016	2017	2018
<b>Total das Aquisições do CUR</b>	<b>4 879</b>	<b>3 802</b>	<b>3 449</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	597 14,21%	503 15,52%	474 16,21%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	79 1,89%	56 1,72%	52 1,79%
<b>= Total dos Fornecimentos do CUR</b>	<b>4 202</b>	<b>3 243</b>	<b>2 923</b>

Fonte: ERSE, EDP SU

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2019” encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2018 e previsões para 2019 consideradas pela ERSE.

#### Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

De acordo com o artigo 105.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento estimado do diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2018 e a diferença entre os custos estimados de:

- Aquisição a estes produtores e as quantidades previstas adquirir valorizadas a preço de mercado;
- Custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial;
- Outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

O desvio de 2018 a repercutir em 2019 é de 111 617 milhares de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 janeiro a 15 de novembro de 2018, acrescida de 0,5 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 4-75 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2018
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em 2018	784 097
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	798 762
1	Compras	1 599 362
2	Vendas	853 863
3	Outros custos	8 277
4	Custos de funcionamento	3 987
5	Ajustamento <i>t-1</i>	118 099
6	Ajustamento <i>t-2</i>	51 681
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	365 012
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	154 233
C	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2018 (A) - (B)	-14 666
D	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , em 2018 atualizado para 2019 = C x (1+ i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup> )	-14 713
9	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	112 382
E	Desvio do diferencial PRE <sup>1</sup> , com medidas de atenuação em 2018 atualizado para 2019 = D + [9 x (1+ i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup> )]	98 031
E	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em 2018	484 796
F	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)]	499 281
9	Compras	677 424
10	Vendas	339 433
11	Outros custos	2 842
12	custos de funcionamento	3 987
13	Ajustamento <i>t-1</i>	53 032
14	Ajustamento <i>t-2</i>	17 337
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	224 829
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
G	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2018 (E) - (F)	-14 485
H	Desvio do diferencial PRE <sup>2</sup> , em 2018 atualizado para 2019 = G x (1+ i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup> )	-14 531
I	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2018 a repercutir nos proveitos permitidos de 2019 [(E) + (H)]	83 500
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%

O ajustamento de 83 500 milhares de euros, a pagar pelo CUR, pode ser explicado, por um lado, devido à diminuição do diferencial de custos da PRE<sup>1</sup> face ao previsto em Tarifas 2018 e, por outro, devido a situação inversa verificada na PRE<sup>2</sup>, devido essencialmente a:

- o Na PRE<sup>1</sup> estima-se que as quantidades aumentam cerca de 1% em relação ao previsto em Tarifas 2018, e o preço de compra reduz-se muito ligeiramente, enquanto o preço de venda deverá aumentar cerca de 13%, conduzindo um aumento do valor em euros das vendas face a um ligeiro aumento do valor em euros das compras;

- o Na PRE<sup>2</sup> estima-se que as quantidades aumentem cerca de 3% e o preço de compra cerca de 7%, enquanto o preço de venda deverá aumentar cerca de 13%, conduzindo a um aumento do valor em euros das compras e do valor em euros das vendas.

#### Função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

De acordo com o artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos permitidos da Função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes é dado pela diferença entre os valores previstos faturar pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia a clientes finais e os proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da tarifa de energia a clientes finais. De salientar que esta última parcela é a soma dos custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes e dos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1.

O ajustamento referente a 2018 a repercutir nas tarifas de 2019 é de -45 648 milhares de euros a receber pela empresa, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-76. O apuramento deste montante decorre, em grande parte, do facto de se estimar um custo de aquisição de energia superior ao custo previsto nas tarifas de 2018, em cerca de +16%. Além disso, os custos estimados associados aos desvios por gestão de carteira são superiores aos previstos em tarifas de 2018.

**Quadro 4-76 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2018
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	218 443
+	Custo médio de aquisição	61,64
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	3 449
+	Desvio por gestão de carteira	2 414
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	3 449
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1	2 263
<b>A</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE</b>	<b>220 706</b>
<b>B</b>	<b>Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais</b>	<b>175 204</b>
<b>C</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2018</b>	<b>-45 501</b>
<b>D</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2019 (C) x (1+ i<sub>t,t</sub><sup>5</sup>)</b>	<b>-45 648</b>
i <sub>t,t</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%

#### 4.5.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

##### 4.5.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte, de distribuição e do operador logístico de mudança de comercializador para os clientes do comercializador de último recurso.

Tendo em conta que estas tarifas são aditivas e que o desajuste por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte aos Clientes e comercializadores e os valores pagos ao operador da rede de transporte são calculados ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se preveem ajustamentos nesta atividade.

O montante de custos com a atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição em 2018 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do Artigo 107.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 4-77.



**Quadro 4-77 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
	Tarifas 2018	Tarifas 2019
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de mudança de Comercializador, no ano t	230	187
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	241 320	145 296
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	22 640	15 867
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	142 146	112 094
<b>Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t</b>	<b>406 335</b>	<b>273 445</b>

#### 4.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização tem sido regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX, acrescida da remuneração do fundo de maneo. No atual período regulatório, mantém-se a regulação por *price-cap*, sendo o número de clientes o *driver* de custos. Os parâmetros foram revistos com particular atenção, tendo em conta a intensificação da saída dos clientes para o mercado. A consideração de custos não controláveis nos proveitos permitidos tem um caráter extraordinário e está sujeito à avaliação da ERSE, bem como ao desempenho económico e financeiro da empresa. Tal avaliação não justificou a consideração de uma parcela desta natureza nos proveitos permitidos para 2019.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

##### 4.5.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à EDP Serviço Universal na atividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no n.º1 do Artigo 109.º do Regulamento Tarifário em vigor.

## Quadro 4-78 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2018	Tarifas 2019
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	29	29
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (@consumidor)	76,12898	76,07380
3	Número de consumidores médio, em NT	567	398
4	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	0	0
5	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	0	-147
6	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	11	-37
<b>A = (1)+(2)x(3)/1000+(4)+(5)-(6)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>61</b>	<b>-51</b>
<b>B</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT)</b>	<b>0</b>	<b>-147</b>
<b>C = A-B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>61</b>	<b>96</b>
7	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	36	36
8	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (@consumidor)	44,79722	44,76475
9	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	1 191	860
10	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	0	0
11	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	0	-352
12	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	58	51
<b>D = (7)+(8)x(9)/1000+(10)+(11)-(12)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>31</b>	<b>-329</b>
<b>E</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE</b>	<b>0</b>	<b>-352</b>
<b>F = D-E</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>31</b>	<b>23</b>
13	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	10 028	10 021
14	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (@consumidor)	11,75655	11,74803
15	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	1 279 422	1 048 768
16	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	0	0
17	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	0	-7 827
18	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	1 842	722
<b>G = (13)+(14)x(15)/1000+(16)+(17)-(18)</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>23 228</b>	<b>13 792</b>
<b>H</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN</b>	<b>0</b>	<b>-7 827</b>
<b>I = G-H</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>23 228</b>	<b>21 620</b>
<b>J = A + D + G</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>23 320</b>	<b>13 412</b>
<b>K B+E+H</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e BTE</b>	<b>0</b>	<b>-8 327</b>
<b>L = J-K</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>23 320</b>	<b>21 739</b>
	<b>Sobrepoteito associado à tarifa transitória nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro, na redação vigente.</b>	<b>-3 357</b>	<b>-1 956</b>

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

### **SOBREPROVEITO PELA APLICAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA**

O sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do Artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente, ascende a 1 956 milhares de euros.

Este é um valor a recuperar pelo CUR de modo a transferi-lo para o operador da rede de distribuição para ser repercutido em benefício de todos os clientes através da tarifa de UGS.

### **AJUSTAMENTOS DE 2017**

De acordo com o n.º 5 do Artigo 100.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 14 de dezembro, na sua última redação, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2017 e a soma dos proveitos permitidos do CUR no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão, que resultam da aplicação da fórmula n.º 1 do referido artigo com os valores efetivamente ocorridos em 2017.

O Quadro 4-79 compara os valores verificados em 2017 com os previstos em 2016 no cálculo das tarifas de 2017, tendo em conta o diferencial previsto em Tarifas 2017. O desvio a repercutir nas tarifas de 2019 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2017, de 17 904<sup>56</sup> milhares de euros e os proveitos a recuperar, proveitos da atividade de comercialização em cada nível de tensão deduzidos do diferencial, recalculados com os valores reais, de 17 174<sup>57</sup> milhares de euros. Esta diferença de 730 milhares de euros é atualizada para 2019 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2017, acrescida de 0,75 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2018, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

---

<sup>56</sup> Proveitos da CR<sub>NT</sub>, 230 milhares de euros (linha D) + Proveitos da CR<sub>BTE</sub>, 453 milhares de euros (linha D') + Proveitos da CR<sub>BTN</sub>, 17 221 milhares de euros (linha D'').

<sup>57</sup> Proveitos a recuperar da CR em NT, 267 milhares de euros (linha C) + Proveitos a recuperar da CR em BTE, 402 milhares de euros (linha C') + Proveitos da CR em BTN, 16 505 milhares de euros (linha C'').

Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

			Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
			2017	Tarifas 2017
1	F <sub>C,NT</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (AT e MT)	58,631	59
2	V <sub>C,NT</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (€/consumidor)	205,990	205,990
3	D <sub>C,NT</sub>	Número de consumidores médio, em NT	917,000	552
4	O <sub>C,NT</sub>	Custos não controláveis	0	1
5	PEF <sub>C,NT</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
6	Z <sub>C,NT,t-1</sub>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
7	AR <sub>C,NT,t-2</sub>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em NT	-1	-1
A	R <sup>0</sup> <sub>C,NT</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	248	174
B		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT)	-19	-19
C = A - B		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	267	192
D	RF <sup>0</sup> <sub>C,NT</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	230	
E = D - A + B		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2017	-36	
F = E * (1+i <sub>t-2</sub> ) * (1+i <sub>t-1</sub> )	AR <sup>CR</sup> <sub>C,NT,t-2</sub>	Ajustamento em 2019 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2017	-37	
8	F <sub>C,BTE</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	50	50
9	V <sub>C,BTE</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (€/consumidor)	58,168	58
10	E <sub>C,BTE</sub>	Número de consumidores médio, em BTE	1987	1 411
11	O <sub>C,BTE</sub>	Custos não controláveis	0	2
12	PEF <sub>C,BTE</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
13	Z <sub>C,BTE,t-1</sub>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
14	AR <sup>CR</sup> <sub>C,BTE,t-2</sub>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTE	-66	-66
A'	R <sup>0</sup> <sub>C,BTE</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	231	199
B'		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	-171	-171
C' = A' - B'		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	402	370
D'	RF <sup>0</sup> <sub>C,BTE</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	453	
E' = D' - A' + B'	(B') - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2017	51	
F' = E' * (1+i <sub>t-2</sub> ) * (1+i <sub>t-1</sub> )	AR <sup>CR</sup> <sub>C,BTE,t-2</sub>	Ajustamento em 2019 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2017	51	
15	F <sub>C,BTN</sub>	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	9 416	9 416
16	V <sub>C,BTN</sub>	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (€/consumidor)	13	12,640
17	E <sub>C,BTN</sub>	Número de consumidores médio, em BTN	1 307 715	1 180 793
18	PEF <sub>C,BTN</sub>	Custos com planos de reestruturação de efectivos		
19	O <sub>C,BTN</sub>	Custos não controláveis	0	1 498
20	Z <sub>C,BTN,t-1</sub>	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t		0
21	AR <sup>CR</sup> <sub>C,BTN,t-2</sub>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTN	2 449	2 449
A''	R <sup>0</sup> <sub>C,BTN</sub>	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	23 497	23 390
B''		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN	6 992	6 992
C'' = A'' - B''		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	16 505	16 398
D''	RF <sup>0</sup> <sub>C,BTN</sub>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	17 221	
E'' = D'' - A'' + B''		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2017	715	
F'' = E'' * (1+i <sub>t-2</sub> ) * (1+i <sub>t-1</sub> )	AR <sup>CR</sup> <sub>C,BTN,t-2</sub>	Ajustamento em 2019 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2017	722	
G = F + F' + F''	AR <sup>CR</sup> <sub>C,t-2</sub>	Ajustamento em 2019 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2017	737	
i <sub>2017</sub> <sup>E</sup>	i <sub>2017</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURBOR a doze meses, média de 2017 acrescida de spread	0,605%	
i <sub>2018</sub> <sup>E</sup>	i <sub>2018</sub> <sup>E</sup>	taxa de juro EURBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2018 acrescida de spread	0,322%	

#### 4.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA desenvolve atividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo ainda energia elétrica a produtores independentes.

Para o período regulatório 2018-2020, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e Comercialização de Energia Elétrica é apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

Em seguida, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EDA, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2019.

#### **TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EDA**

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017, as taxas de remuneração previstas aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, para o período regulatório 2018-2020, são indexadas à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2019 as taxas a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, são de 5,17%, 5,42% e de 5,42%, respetivamente.

##### **4.6.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA**

A metodologia de regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema manteve-se no período regulatório 2018-2020, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto ao CAPEX, continua a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual. No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, aplica-se uma metodologia de custos de referência para os custos de aquisição, transporte, descarga e armazenamento.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

4.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

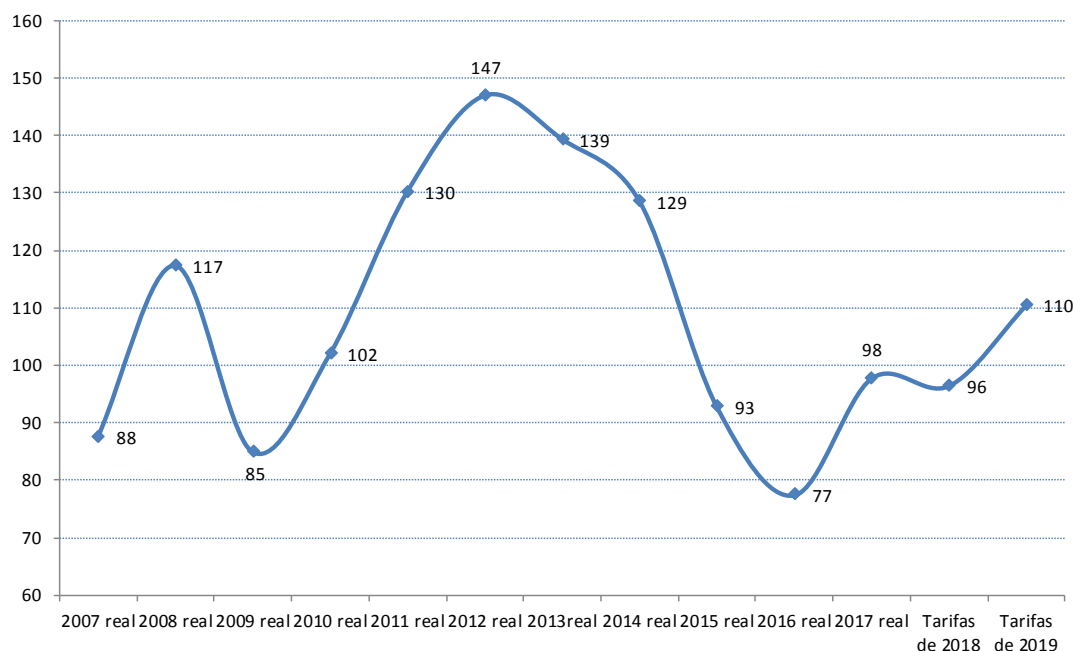
No Quadro 4-80 e na Figura 4-19 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da EDA considerado nas tarifas para 2019 é superior em cerca de 15% face ao previsto nas tarifas de 2018 e superior ao estimado para 2018, em cerca de 2%.

Quadro 4-80 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

	Unidade (*)	2017 real	Tarifas de 2018	2018 em 2018 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2019	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	EUR/MWh	97,7	96,4	108,6	11%	110,5	15%	2%

Nota: (\*) - Energia elétrica emitida para a rede.

Figura 4-19 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



O Quadro 4-81 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

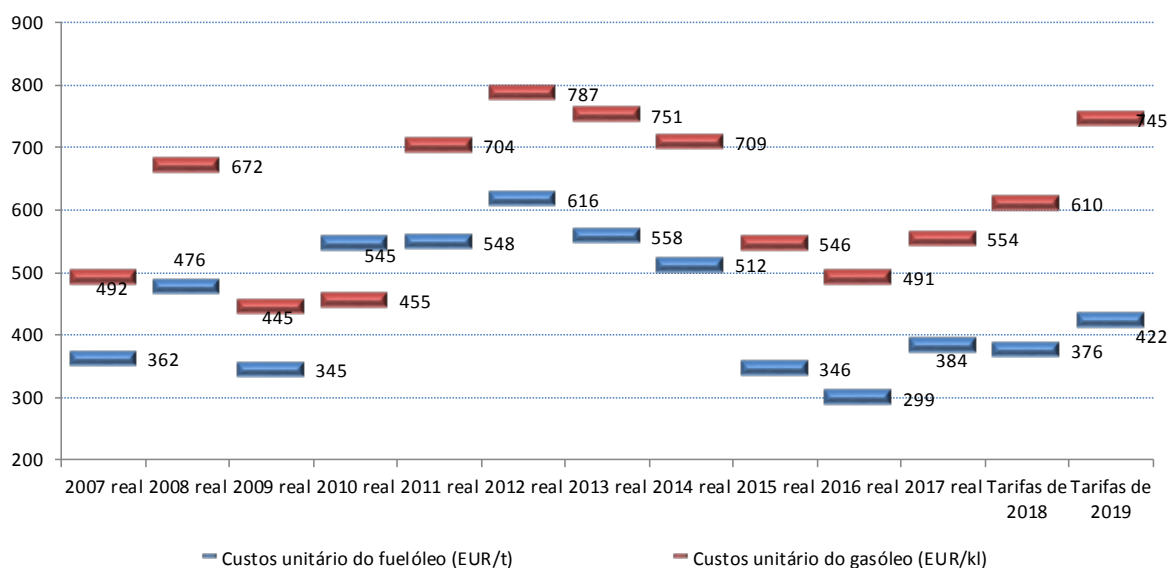
**Quadro 4-81 - Custo unitário dos combustíveis**

	Unidade	2017 real	Tarifas de 2018	2018 em 2018 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2019	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	383,6	375,9	449,8	17%	421,8	12%	-6%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	554,3	609,9	595,0	7%	744,8	22%	25%

Observa-se que no ano de 2017, os custos unitários aceites com combustíveis atingiram valores de 383,6 EUR/t e 554,3 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2018, revelam uma expectativa de crescimento dos preços do fuelóleo e do gasóleo. Quanto às previsões para 2019, a ERSE prevê um aumento dos preços face à evolução observada nos mercados de futuros do petróleo e dos seus derivados. Assim, prevê-se que os preços do fuelóleo sejam superiores em 12%, em 2019 face ao implícito nas tarifas de 2018 e superiores em 22%, no gasóleo, para o mesmo termo de comparação.

A Figura 4-20 permite visualizar para o período 2007 a 2019, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica.

Figura 4-20 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



#### CUSTOS COM FUELÓLEO E GASÓLEO

No período regulatório iniciado em 2009, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas (RA) tendo subjacente a definição de metas de ganhos de eficiência, nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo. A definição destes parâmetros teve por base um estudo realizado por um consultor externo.

De salientar que este processo iniciou-se numa fase importante para as empresas insulares, por coincidir com a renegociação dos seus contratos de fornecimento de fuelóleo.

Refira-se, também, que a ERSE ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo, poderia estar a dar um sinal errado no que se refere à escolha das melhores formas de utilização de combustíveis por parte das RA. Neste contexto, surgiu a necessidade proceder não só à atualização do estudo anterior, no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo, como também alargar o seu âmbito aos restantes combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, nomeadamente ao gasóleo e ao gás natural.

A ERSE definiu os valores para 2015 com base na análise efetuada no novo estudo *“Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity”*, que foi concluído em novembro de 2016.



Com base nos resultados da aplicação da metodologia resultante do referido estudo, para os anos de 2015, 2016 e estimativas para 2017, a ERSE entendeu haver necessidade de rever alguns parâmetros aplicados nesses anos. Assim no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, de dezembro de 2017, referem-se as alterações introduzidas nos mecanismos de aceitação dos custos com combustíveis nas Regiões Autónomas.

O Quadro 4-82 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de fuelóleo, em 2019.

**Quadro 4-82 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2019**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo 2019 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes previstos para 2019 (s/ custos transporte terrestre) €
	(1)		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)
São Miguel	352,91		45 121	1 892 318		17 815 895
Terceira	352,91		26 275	1 464 668		10 737 245
Pico		429,92	8 617	328 719	266 947	4 300 444
Faial		429,92	9 191	344 448	481 289	4 777 188
<b>Total</b>			<b>89 205</b>	<b>4 030 153</b>	<b>748 236</b>	<b>37 630 773</b>

O Quadro 4-83 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de gasóleo, em 2019.

Quadro 4-83 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2019

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo 2019 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes previstos para 2019
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)
Santa Maria	0,677	4 715 341	292 002	3 483 362
São Miguel	0,677	421 193	5 754	290 819
Graciosa	0,677	1 559 534	298 795	1 354 293
São Jorge	0,677	6 408 614	129 871	4 467 244
Pico	0,677	250 967	109 744	279 600
Faial	0,677	381 685	71 729	330 054
Flores	0,677	1 505 087	128 625	1 147 274
Corvo	0,677	414 885	0	280 796
<b>Total</b>		<b>16 181 265</b>	<b>1 099 645</b>	<b>12 051 184</b>

#### CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA), estima-se que este cresça em 2018, face ao ocorrido em 2017, em 2,6%, como mostra o Quadro 4-84. Para 2019, o valor deverá apresentar um decréscimo de 4,9% face ao previsto em tarifas de 2018. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

Quadro 4-84 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

	Unidade	2017 real	Tarifas de 2018	2018 em 2018 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2019	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário SIA	EUR/MWh	98,7	107,9	101,3	2,6%	102,7	-4,9%	1,4%

Grande parte da energia elétrica adquirida ao SIA tem origem em fontes de energia renováveis, sendo a sua evolução independente dos preços dos combustíveis, ao contrário dos custos com a energia elétrica produzida pelas centrais térmicas da EDA.

Num cenário de custos com preços de combustíveis elevados, como foi o caso de 2017, a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2017, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO<sub>2</sub>) aceite no ajustamento situou-se nos 97,7 EUR/MWh (Quadro 4-80), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 98,7 EUR/MWh (Quadro 4-84). Para as tarifas de 2019, mantém-se a tendência de crescimento dos preços dos combustíveis, com o custo variável unitário das centrais térmicas de 110,5 EUR/MWh (Quadro 4-80) a ser superior ao custo da energia adquirida ao SIA de 102,7 EUR/MWh (Quadro 4-84). Registe-se que os custos com o SIA são custos totais, que incorporam os custos de investimentos, e que, por isso, não podem ser diretamente comparáveis com os custos variáveis das centrais da EDA.

O acréscimo do custo unitário de aquisição de energia elétrica pela EDA, ocorrido entre 2017 e 2019, deve-se essencialmente à atualização dos preços de aquisição em cerca de 2% ao ano. Por ainda não existirem dados concretos, nas previsões para 2019, os custos previstos com a aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica foram igualados, temporariamente, aos custos suportados pela EDA com a aquisição de energia eólica e fotovoltaica, à EDA Renováveis (102,1 EUR/MWh para a eólica e 111,25 EUR/MWh para a fotovoltaica).

**Quadro 4-85 - Custos da energia elétrica adquirida**

		2017 real			2018 em 2018 (EDA)			Tarifas 2019		
		Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total
		(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)	(MWh)	(€/MWh)	(EUR)
Aquisição ao SIA	Hídrica	29 383	100,09	2 940 945	29 242	100,10	2 927 078	30 117	102,10	3 074 966
	Geotermia	193 007	98,20	18 953 334	195 526	99,92	19 537 693	202 704	102,10	20 696 078
	Eólica	62 225	98,20	6 110 348	78 397	104,70	8 208 472	82 690	102,10	8 442 657
	Térmica	0	0,00	0	0	71,30	1	0	71,30	1
	Biogás	315	95,71	30 145	556	101,90	56 687	562	110,29	61 954
	RSU	8 658	101,62	879 889	11 263	98,24	1 106 412	11 263	110,44	1 243 879
	Fotovoltaica	16	284,10	4 566	605	123,80	74 912	3 449	111,25	383 721
Aquisição de microgeração	Eólica	2	387,89	751	2	355,50	690	2	392,60	764
	Fotovoltaica	472	214,92	101 406	498	211,44	105 269	499	221,03	110 250
	Ondas	6	743,86	4 537	0	-	0	0	-	0
<b>Total Energia Adquirida</b>		<b>294 084</b>	<b>98,70</b>	<b>29 025 922</b>	<b>316 089</b>	<b>101,29</b>	<b>32 017 212</b>	<b>331 286</b>	<b>102,67</b>	<b>34 014 270</b>

## CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema manteve-se no período de regulação 2018-2020, tendo por base um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 4-86 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2018 e para tarifas 2019.

**Quadro 4-86 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>a</b>	<b>Custos de exploração sujeitos a eficiência</b>	<b>12 671</b>	<b>12 662</b>
<b>b</b>	<b>Custos com a operação e manutenção de equipamentos</b>	<b>9 272</b>	<b>8 717</b>
<b>c = 1 + 2</b>	<b>Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE:</b>	<b>810</b>	<b>807</b>
1	Lubrificantes	779	777
2	Amónia	30	30
<b>d = 3 + 4</b>	<b>Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:</b>	<b>2 498</b>	<b>5 498</b>
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	401	401
4	Custos com o CO2	2 097	5 096
<b>e = a+b+c+d</b>	<b>Custos de exploração aceites</b>	<b>25 251</b>	<b>27 683</b>

Estes custos incluem custos com operação e manutenção de equipamentos, lubrificantes e amónia que são aceites pela ERSE na sua totalidade. Foram ainda incluídos os custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais e os custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. Apenas os custos de exploração da empresa e os custos com os combustíveis estão sujeitos a uma meta de eficiência.

Relativamente à inclusão dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> desde 2014, interessa referir que com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão deixou de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor e estes custos passaram a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos. Os montantes aceites para o cálculo dos proveitos permitidos (5 096 milhares de euros) têm implícitas as quantidades que a EDA prevê adquirir (285 551 ton) e o preço previsto para 2019 de 17,846 €/ton.

## PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA NA RAA

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do Artigo 111º do Regulamento Tarifário em vigor, cujos valores se apresentam no Quadro 4-87.

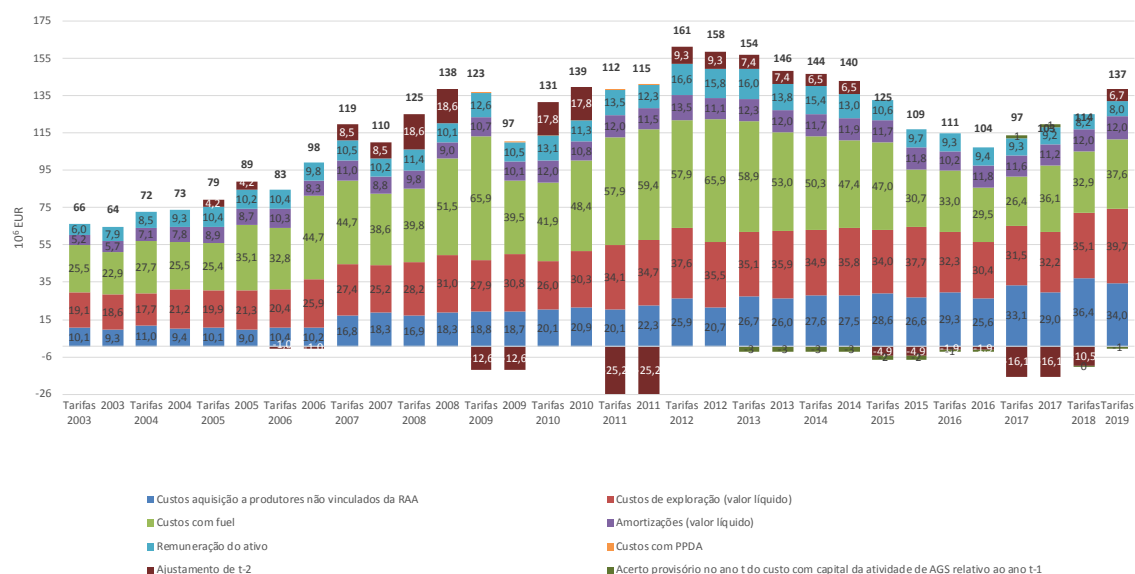
Quadro 4-87 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	36 437	34 014	-6,6%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 991	12 048	0,5%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	149 263	155 203	4,0%
4	<i>taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)</i>	5,50	5,17	-6,1%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-260	-1 289	395,8%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	12 671	12 662	-0,1%
	<i>Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)</i>	1,08	1,43	32,5%
	<i>Factor de eficiência sobre a base de custos (%)</i>		1,50	
7	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE	9 272	8 717	-6,0%
8	Custos com o fuel aceites pela ERSE	32 898	37 631	14,4%
9	Outros combustíveis e lubrificantes, com excepção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	10 662	12 859	20,6%
10	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO <sub>2</sub> , aceites pela ERSE	2 498	5 498	120,1%
11	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	10 512	-6 682	-163,6%
<b>A=1+2+3*4/100+5+6+7+8+9+10-11</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>113 869</b>	<b>136 841</b>	<b>20,2%</b>
12	Emissão para a rede (MWh)	793 096	791 672	-0,2%
<b>B=(A-10)/12</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)</b>	<b>157,16</b>	<b>166,04</b>	<b>5,7%</b>
13	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-1 332	-2 955	121,9%

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 20,2%. Não considerando os ajustamentos de t-2 e de t-1, a variação traduz-se no acréscimo dos proveitos unitários em 5,7%, em grande parte devido ao acréscimo dos custos com a aquisição de combustíveis e dos custos com licenças de CO<sub>2</sub>.

A Figura 4-21 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA.

Figura 4-21 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA



#### 4.6.1.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2017

De acordo com o n.º 6 do artigo 102.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro, o ajustamento em 2019 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2017, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 96 836 milhares de euros (linha 5) e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 102.º aos valores verificados em 2016, de 103 198 milhares de euros (linha 1), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de 0 milhares de euros (linha 6). Este desvio é atualizado para 2019, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2017, acrescida de *spread* de 0,75% e EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2018, acrescida de *spread* de 0,50%.

Os proveitos recuperados pela EDA em 2017 resultaram da soma das seguintes parcelas:

- Proveitos recuperados pela EDA por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas a clientes finais da RAA em 2017, no montante de 89 486 milhares de euros (linha 2);
- Compensação pela convergência tarifária de 7 350 milhares de euros (linha 3);

- Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA, no montante de 0 milhares de euros (linha 4).

O Quadro 4-88 permite comparar os valores verificados em 2017 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2017 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2019.

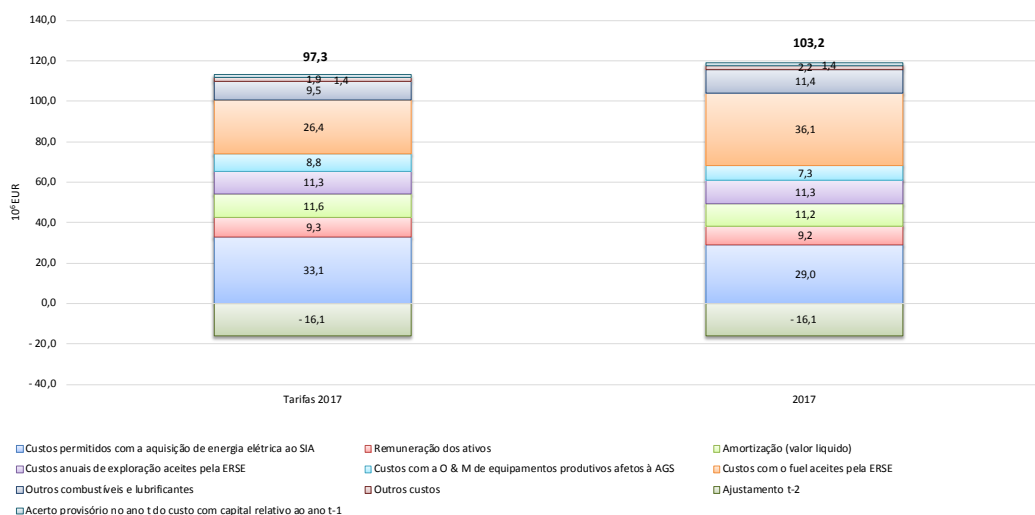
### Quadro 4-88 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2017	Tarifas 2017	Diferença 2017 - Tarifas 2017	
		10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIA	29 026	33 100	-4 074	-12,3%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	11 247	11 618	-371	-3,2%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	145 332	152 611	-7 279	-4,8%
d	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,33	6,13		
e	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	1 435	1 435	0	0,0%
f	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	11 297	11 297	0	0,0%
g	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	7 297	8 764	-1 467	-16,7%
h	Custos com o fuel aceites pela ERSE	36 088	26 357	9 732	36,9%
i	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	11 430	9 522	1 908	20,0%
j	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceites pela ERSE	2 209	1 897	312	16,4%
k	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	23	0	23	-
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	16 056	16 056	0	0,0%
<b>1 = a+b+c*d/100+e+f+g+h+i+j+k+l-m</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>103 198</b>	<b>97 284</b>	<b>5 286</b>	<b>5,4%</b>
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecedores a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	89 486			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	7 350			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	0			
<b>5 = 2+3+4</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>96 836</b>			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	0			
<b>7=5-1+6</b>	<b>Desvio de t-2</b>	<b>-6 362</b>			
8	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,605%			
9	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,322%			
<b>10=7*(1+8)*(1+9)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2</b>	<b>-4 421</b>			
11	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-260			
<b>12=10+11*(1+9)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2 com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>-6 682</b>			

Este montante do ajustamento a favor da empresa resulta, em grande parte, do acréscimo ocorrido ao nível dos custos com os combustíveis face ao previsto, na sequência da evolução dos preços do fuelóleo e do gasóleo nos mercados internacionais e do menor peso das aquisições de energia elétrica ao SIA para fazer face à procura de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores. Estes fatores conjuntamente com outros fatores, igualmente explicativos dos ajustamentos, são desenvolvidos nos pontos que se seguem.

Na Figura 4-22 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2017 como em Tarifas de 2017, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

Figura 4-22 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



### Custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores

Os custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores (SIA) foram, em 2017, inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 12,3%. Tal é explicado pelo efeito conjugado da diminuição das quantidades adquiridas, de cerca de 13,0%, e do acréscimo do custo unitário, de cerca de 0,8% (Quadro 4-89).



Quadro 4-89 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (€/MWh)			Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)		
	2017	T2017	Δ%	2017	T2017	Δ%	2017	T2017	Δ%
Hídrica	29 383	29 010	1,3%	100,09	98,30	1,8%	2 941	2 852	3,1%
Geotérmica	193 007	199 704	-3,4%	98,20	98,30	-0,1%	18 953	19 631	-3,5%
Eólica	62 225	92 236	-32,5%	98,20	98,30	-0,1%	6 110	9 067	-32,6%
Térmica	0	0	-	0,00	94,93	-100,0%	0	0	-
Biogás	315			95,71			30		
RSU	8 658	16 672	-46,1%	101,62	84,43	20,5%	880	1 408	-35,0%
Fotovoltaica	16			284,10			5		
<b>Microgeração</b>									
Eólica	2	2	-10,6%	387,89	387,00	0,2%	1	1	-10,3%
Fotovoltaica	472	348	35,4%	214,92	386,19	-44,3%	101	135	-24,6%
Ondas	6	28	-77,9%	743,86	276,30	169,2%	5	8	-40,4%
<b>Total</b>	<b>294 084</b>	<b>338 001</b>	<b>-13,0%</b>	<b>98,70</b>	<b>97,93</b>	<b>0,8%</b>	<b>29 026</b>	<b>33 100</b>	<b>-12,3%</b>

Nota – Os custos de aquisição de biogás + RSU + Fotovoltaica não foram calculados separadamente em T2017.

### Custo com os combustíveis

Os custos com a aquisição de combustíveis têm um peso significativo nos custos totais de produção de energia elétrica da EDA. O Quadro 4-90 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 4-90 - Custos com combustíveis previstos e verificados

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR					
	Tarifas 2017	2017 EDA real	2017 ERSE real	2017 EDA real/ Tarifas 2017	2017 ERSE real/ Tarifas 2017	2017 ERSE real/ 2017 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	Unid: 10 <sup>3</sup> €			%		
Fuelóleo	26 357	36 762	36 088	39,5%	36,9%	-1,8%
Gasóleo	8 591	9 916	10 479	15,4%	22,0%	5,7%
Lubrificantes	901	924	924	2,5%	2,5%	0,0%
Amónia	30	28	28	-6,4%	-6,4%	0,0%
<b>Total</b>	<b>34 948</b>	<b>46 679</b>	<b>46 567</b>	<b>33,6%</b>	<b>33,2%</b>	<b>-0,2%</b>

Observa-se que, em 2017, os custos com os combustíveis, aceites pela ERSE, foram superiores aos previstos nas Tarifas 2017 em 33,2% (11 619 milhares de euros). O cálculo do ajustamento de 2017 foi efetuado tendo em conta a metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), definida com vista a incentivar a empresa a adquirir os combustíveis a um preço mais eficiente. Este tema é desenvolvido no ponto seguinte.

Custos de referência para a aquisição de combustíveis na RAA

Tal como referido anteriormente, no período regulatório iniciado em 2009 foi aplicada pela primeira vez uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.

Em 2015, foi iniciado o processo de realização de um novo estudo com vista à redefinição dos custos eficientes de aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas, bem como, o alargamento do seu âmbito aos custos com aos restantes combustíveis consumidos. Com base no estudo, concluído em 2016, a ERSE determinou os custos de referência a aplicar no período regulatório 2015-2017, para os vários tipos de combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, fuelóleo, gasóleo e gás natural. Os ajustamentos a esses custos, referentes ao ano de 2017, a integrar no cálculo dos proveitos permitidos de 2019, incorporam os resultados do novo estudo.

O Quadro 4-91 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

**Quadro 4-91 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo 2017 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes 2017 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
<b>Santa Maria</b>	319,728							
<b>São Miguel</b>	319,728		44 564	2 028 437		16 276 907	16 240 068	36 839
<b>Terceira</b>	319,728		31 018	1 573 274		11 490 561	12 186 397	-695 836
<b>São Jorge</b>	319,728							
<b>Pico</b>	319,728	365,192	8 797	364 197	290 056	3 866 774	4 023 102	-156 329
<b>Faial</b>	319,728	365,192	9 706	394 770	514 957	4 454 177	4 312 756	141 421
			<b>94 085</b>	<b>4 360 679</b>	<b>805 013</b>	<b>36 088 420</b>	<b>36 762 323</b>	<b>-673 903</b>

O custo do fuelóleo aceite para efeito de ajustamento inclui ainda o custo do transporte do fuelóleo entre ilhas. A determinação deste custo é apresentada no Quadro 4-92.

Quadro 4-92 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2017		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total 10³ EUR
Central Termoeléctrica SMG	44 564,3	4,1	182
Central Termoeléctrica TER	31 017,9	4,3	134
Central Termoeléctrica PIC	8 796,8	6,0	53
Central Termoeléctrica FAI	9 705,7	6,0	58
<b>Total</b>			<b>428</b>

O Quadro 4-93 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais.

Quadro 4-93 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo 2017 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes 2017 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
Santa Maria	0,494	4 914 859	297 354	2 723 837	2 564 985	158 852
São Miguel	0,494	412 812	5 850	209 657	200 058	9 599
Terceira	0,494	600 127	68 762	365 047	306 844	58 203
Graciosa	0,494	3 722 267	322 682	2 160 378	1 981 285	179 093
São Jorge	0,494	6 484 090	130 328	3 331 545	3 396 539	-64 994
Pico	0,494	239 489	118 778	237 015	125 142	111 873
Faial	0,494	429 286	72 211	284 151	219 270	64 881
Flores	0,494	1 656 281	128 814	946 526	880 216	66 310
Corvo	0,494	446 361		220 370	242 113	-21 743
		<b>18 905 572</b>	<b>1 144 779</b>	<b>10 478 524</b>	<b>9 916 451</b>	<b>562 072</b>

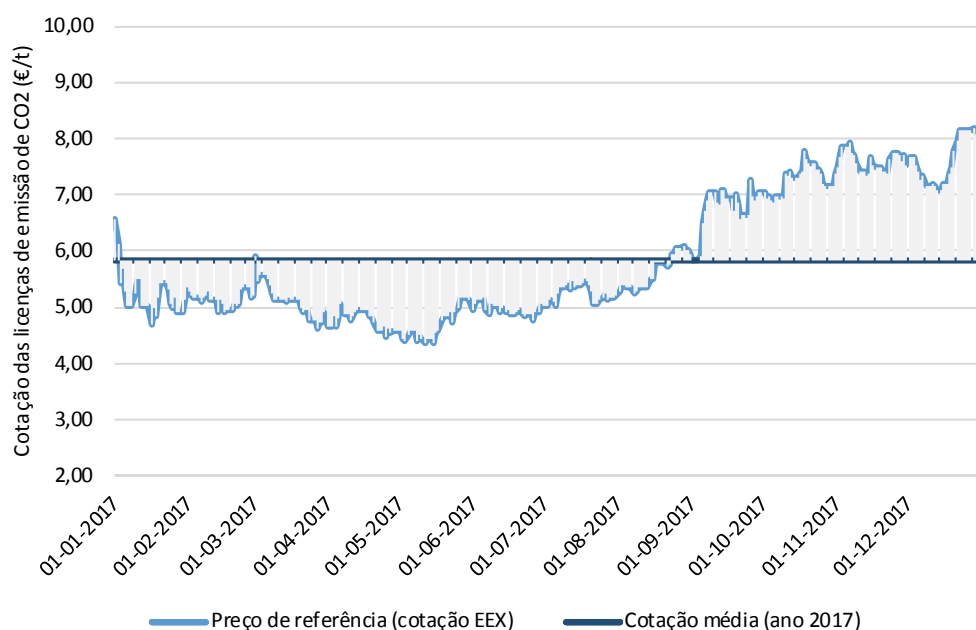
### Licenças de CO<sub>2</sub>

A ERSE estabeleceu na Diretiva n.º 2/2014 as atuais regras do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, o qual se aplica às centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores e EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, respetivamente na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

O desenho do mencionado incentivo procurou estimular a adesão das condições de gestão das licenças de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM às condições médias de funcionamento do mercado internacional de licenças de CO<sub>2</sub>, numa partilha simétrica de riscos entre as empresas e os consumidores. De seguida apresentam-se os resultados da aplicação do mecanismo aprovado pela Diretiva n.º 2/2014 ao exercício de 2017.

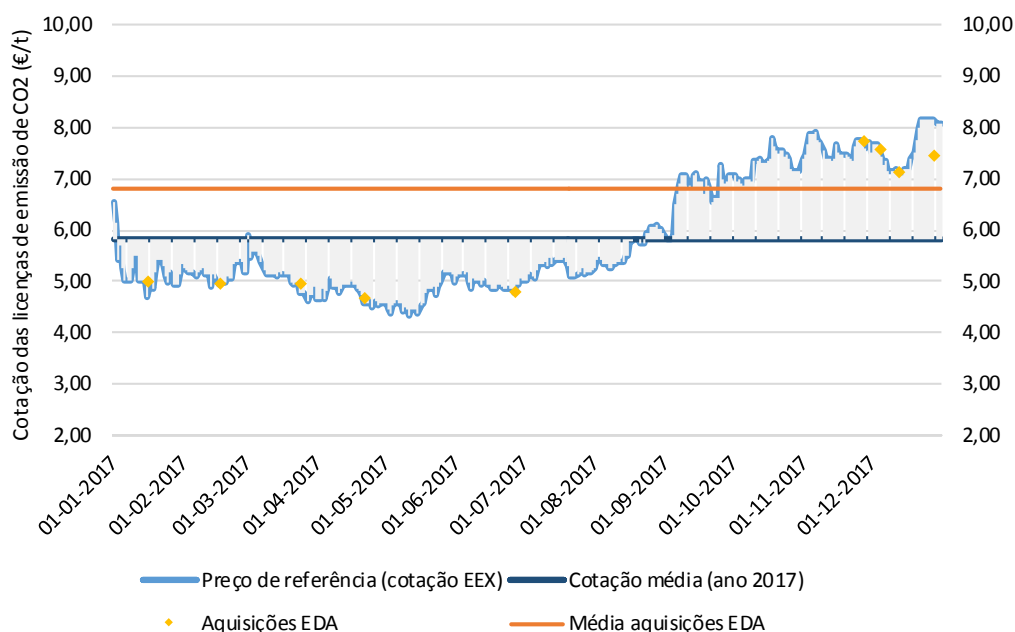
Relativamente ao mercado internacional de licenças de CO<sub>2</sub>, o valor médio das licenças de emissão, em 2017, foi de 5,84 €/ton<sub>CO2</sub>, obtido a partir de cotações em mercado secundário gerido pela *European Energy Exchange* (EEX).

Figura 23 – Cotação das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> em mercado secundário (EEX), 2017



Em 2017, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores (Caldeirão, Belo Jardim, Santa Bárbara e Pico) ascendeu a 301 362 toneladas de CO<sub>2</sub>. No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças de emissão de 234 108 toneladas de CO<sub>2</sub>, que permitiram um grau de cobertura das emissões de 2017 de 78%. O custo global das licenças adquiridas em 2017 orçou em cerca de 1,439 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 6,15 €/ton<sub>CO2</sub>.

Figura 24 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAA, 2017



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> adquiridas pela EDA em 2017 é superior em 0,31 €/ton<sub>CO2</sub> à cotação média verificada em mercado secundário, pelo que o diferencial global de aquisição foi cerca de 93 mil euros superior ao custo de referência estimado para o global do ano.

O custo variável global de aquisição reportado pela EDA foi de 23,4 mil euros, o que corresponde a cerca de 0,10 €/ton<sub>CO2</sub>, muito acima do valor de referência de 0,006 €/ton<sub>CO2</sub>. A EDA reportou custos fixos de transação no montante de 24 500 euros, valor acima do máximo de 20 mil euros previsto no incentivo.

Em termos globais, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2017, de 1,760 milhões de euros (301 362 toneladas valorizadas a 5,84 €/ton<sub>CO2</sub>), a que acrescem 1 808 euros relativos aos custos variáveis de transação.

O valor global de custos reconhecidos à EDA a respeito da transação de licenças de CO<sub>2</sub>, para o ano de 2017 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 1 781 762,25 euros, no qual inclui os custos de transação em mercado no valor de 20 000 euros.

Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma os Açores, calculado de acordo com o Artigo 151.º do Regulamento n.º 551/2014, resulta de:

- Diferença entre os proveitos obtidos pela EDA, por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes da RAA e os:
- Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos aos clientes finais da RAA das tarifas do Continente adicionados do;
- Custo com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

Em 2017, este ajustamento foi de 0 milhares de euros.

**Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas**

		Unidade: 10³ EUR
		2017
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	117 236
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	89 486
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	25 259
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	2 491
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	0
<b>6=1-2-3-4-5</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA</b>	<b>0</b>

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-95 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-95 - Movimentos no ativo líquido a remunerar<sup>58</sup>

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2017	Tarifas 2017	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	371 637	375 882	
Investimento Directo	2 272	2 355	
Transferência p/ exploração	6 537	8 046	
Reclassificações, alienações e abates	-11 659	-1 717	
Saldo Final (2)	368 788	384 567	-4,1%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	213 136	211 249	
Amortizações do Exercício	12 652	13 178	
Regularizações e abates	-9 113	55	
Saldo Final (4)	216 675	224 482	-3,5%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	10 678	10 528	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 406	1 560	
Saldo Final (6)	9 272	8 968	3,4%
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2016 (7) = (1) - (3) - (5)	147 824	154 106	-4,1%
Valor de 2017 (8) = (2) - (4) - (6)	142 841	151 117	-5,5%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>145 332</b>	<b>152 611</b>	<b>-4,8%</b>

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo final do ativo bruto, registado em 2017 ter sido inferior ao valor previsto em Tarifas de 2017. Este desvio decorre dum nível de investimento entrado em exploração mais baixo do que estava inicialmente previsto e de um valor elevado de reclassificações e abates.

#### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital referente ao período regulatório 2015-2017 varia com base na

<sup>58</sup> As licenças de CO<sub>2</sub> não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2017 foi de 6,13%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,33%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2017, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2017, no montante de 1 435 milhares de euros foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2017.

### Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 104.º do Regulamento Tarifário em vigor em 2017, o ajustamento definitivo aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2017 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2017. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2018). O valor resultante é atualizado para 2019 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2017, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais, e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2017, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -519 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

**Quadro 4-96 - Ajustamento da tarifa social**

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2017</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	1 591
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	1 938
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-347
D	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1, por aplicação da tarifa social	168
E = D x (1 + it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t	169
$i_{t,2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,605%
$i_{t,1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,322%
D=C x (1 + it-2) x (1 + it-1) - E	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, por aplicação da tarifa social	-519



## AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018

### CAPEX

Os proveitos permitidos de 2018 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2018, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2018. O valor total a devolver pela empresa, que decorre, da diminuição do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações, bem como, da diminuição do nível da taxa de remuneração dos ativos em 0,33 p.p., é de 1 289 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2019 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-97.

Quadro 4-97 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

		10 <sup>6</sup> EUR		
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	11 991	11 474	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	149 263	144 113	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,50%	5,17%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de AGS	20 201	18 919	
B = A (2018 em 2018) - A (Tarifas 2018)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-1 281
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,610%
C = $(1 + i_{t-10}) \times B$	Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-1 289

### TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 113.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 23 de novembro, o ajustamento provisório aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes estimados transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2018 e o desconto estimado concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2018. Este montante é atualizado para 2019 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2018, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -3 214 milhares de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-98 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 <sup>7</sup> EUR
		<b>2018</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	1 332
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	4 536
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-3 204
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,322%
D = (1 + $i_{t-1}$ ) x C	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-3 214

#### 4.6.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 não implicaram alterações de fundo na metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

##### 4.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 4-99 são apresentados os valores considerados para o cálculo dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, de acordo com a expressão constante no n.º 1 do Artigo 114º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-99 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	10 327	10 826	4,8%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	199 004	201 827	1,4%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,75	5,42	-5,8%
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-364	-1 549	326,1%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	13 312	13 096	-1,6%
6	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 783	4 862	1,6%
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	-4 117	257	-106,2%
<b>A = 1+2*3/100 +4+5+6-7</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>43 619</b>	<b>37 909</b>	<b>-13,1%</b>
8	Energia Distribuída (MWh)	740 102	739 346	-0,1%
<b>B = (A+7)/8</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>53,37</b>	<b>51,62</b>	<b>-3,3%</b>
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 963	5 135	3,5%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	120 988	124 113	2,6%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,75	5,42	-5,8%
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-294	-1 021	247,2%
5' = 6'+7'*8'+9'*10'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 136	5 041	-1,9%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 568	2 528	-1,6%
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00452	0,00445	-1,6%
8'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	284 215	284 333	0,0%
9'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,67485	1,64851	-1,6%
10'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	767	757	-1,2%
11'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,08	1,43	32,4%
12'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)		3,00	
13'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-3 631	317	-108,7%
<b>C = 1'+2'*3'/100+4' +5'-13'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>20 393</b>	<b>15 561</b>	<b>-23,7%</b>
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	5 364	5 691	6,1%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	78 017	77 714	-0,4%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,75	5,42	-5,8%
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-70	-528	658,9%
5'' = 6''+7''*8''+9''*10''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 176	8 056	-1,5%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 089	4 025	-1,6%
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00448	0,00441	-1,6%
8''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	455 887	455 013	-0,2%
9''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01654	0,01628	-1,6%
10''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	123 604	124 362	0,6%
11''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,08	1,43	32,4%
12''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)		3,00	
13''	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 783	4 862	1,6%
14''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-487	-60	-87,7%
<b>D = 1''+2''*3''/100+4'' +5''+13''-14''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>23 225</b>	<b>22 349</b>	<b>-3,8%</b>
<b>E = C+D</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>43 619</b>	<b>37 909</b>	<b>-13,1%</b>

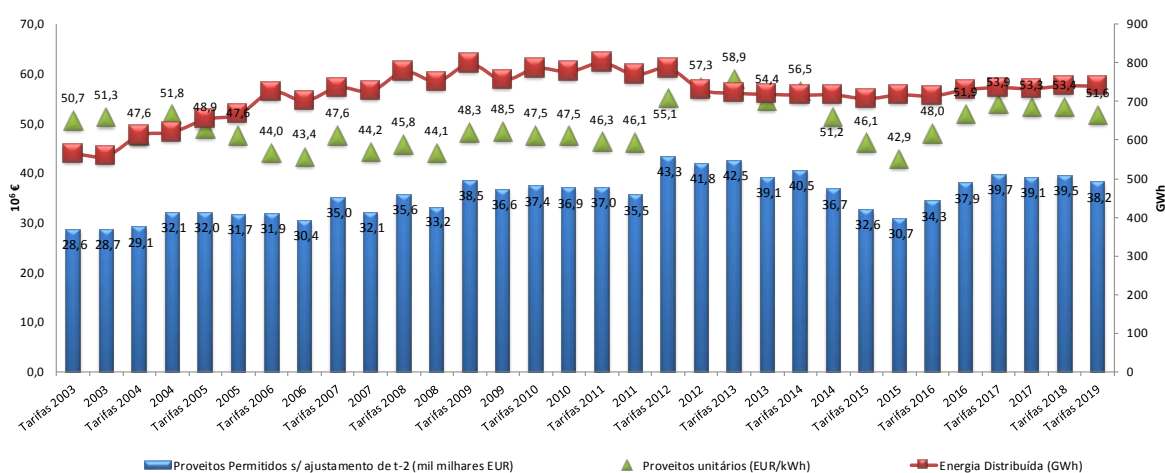
Desde 2016 que os proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, contempla os valores das rendas de concessão dos municípios em BT, no cumprimento do disposto na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março. Prevê-se que em 2019 o valor das rendas na Região Autónoma dos Açores ascenda a cerca de 4,9 milhões de euros.

A Figura 4-25 evidencia a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2003 e 2019. Para o período 2009 a 2011, o valor é apresentado em duas parcelas:

- Ajustamentos de t-2.
- Proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis dos proveitos às quantidades previstas.

Os proveitos permitidos pela ERSE para as tarifas de 2019 apresentam um decréscimo de 13% relativamente às tarifas de 2018. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um decréscimo de 0,4% relativamente ao ano anterior. A principal razão deste decréscimo resulta da redução da taxa de remuneração dos ativos.

Figura 4-25 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA



O direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma renda pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal encontra-se consagrado na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 e que altera o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto,

na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas, e deve ser calculada e tratada de modo equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4.

No período regulatório de 2018 a 2020, a atividade de DEE da EDA passou a incluir um mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes. Este incentivo constitui uma rubrica autónoma dos proveitos desta atividade, que é calculada com informação real dos projetos que se candidatarem e forem aceites pela ERSE como elegíveis para receber este incentivo. Os montantes deste incentivo dependem dos custos dos investimentos e dos benefícios proporcionados para o Sistema Elétrico dos Açores, tendo o incentivo uma duração de 6 anos para cada projeto em redes inteligentes que for aceite. Tendo em conta que o incentivo foi introduzido na recente revisão regulamentar, de momento não existem candidaturas ou projetos já aceites para a Região Autónoma dos Açores, pelo que o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2019 é nulo. A descrição do incentivo ao investimento em redes inteligentes e os parâmetros adotados para o próximo período regulatório são apresentados no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”.

#### 4.6.2.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTOS DE 2017**

De acordo com o n.º 4 do artigo 105.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro, o ajustamento em 2019 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2017, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2017 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 105.º aos valores realmente verificados em 2017.

No Quadro 4-100 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2017, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados para 2017 com base em valores reais, por nível de tensão. O ajustamento de 2017 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2019 é de 257 milhares de euros<sup>59</sup> resultante de um ajustamento em MT de 317 milhares de euros e em BT de - 60 milhares de euros.

---

<sup>59</sup> Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

O desvio do ano sem juros é decomposto pelas seguintes parcelas:

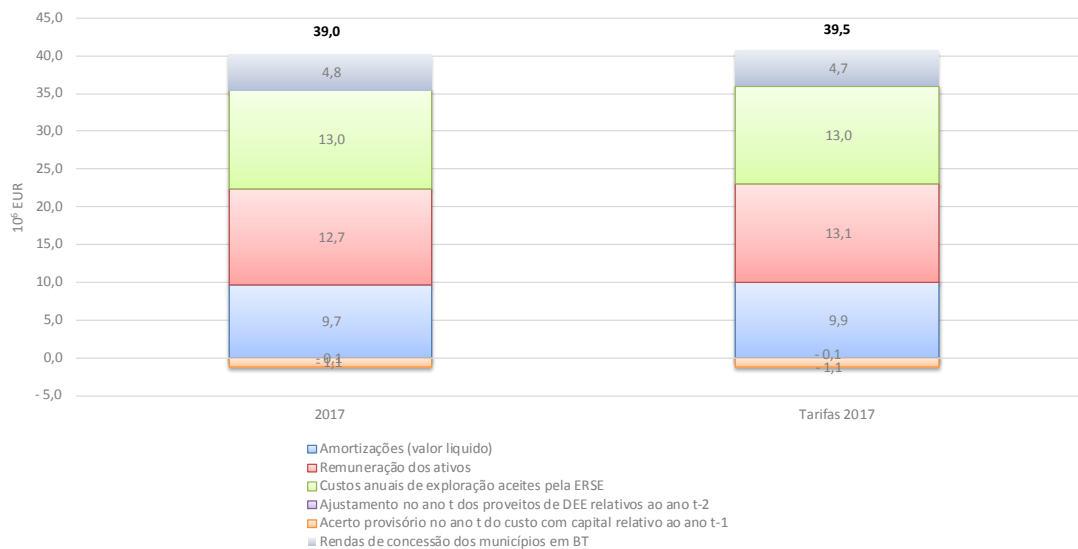
- -13 698 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2017 por aplicação das tarifas do Continente no total de 25 259 milhares de euros (24 848 milhares de euros em MT (linha 4) e 411 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2018, no total de 38 956 milhares de euros (38 323 milhares de euros em MT (linha 3) e 634 milhares de euros em BT (linha 11)).
- 14 314 milhares de euros (14 081 milhares de euros em MT (linha 5) e 233 mil euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -364 milhares de euros (-294 milhares de euros em MT (linha 9) e -70 milhares de euros em BT (linha 17)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

Quadro 4-100 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2017	Tarifas 2017	Diferença 2017 - Tarifas 2017	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	9 657	9 940	-283	-2,8%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	190 050	201 626	-11 576	-5,7%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,68	6,48		
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-1 051	-1 051		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 958	12 975	-18	-0,1%
f	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 751	4 734		
g	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	80	0		
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	136	136		
<b>1= a+b*c/f100 +d+e+fg-h</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>38 956</b>	<b>39 519</b>	<b>-563</b>	<b>-1,4%</b>
i	Energia Distribuída (MWh)	732 831	735 667		
<b>2=i/i</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>53,34</b>	<b>53,90</b>	<b>-1</b>	<b>-1,0%</b>
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,605%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,322%			
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 613	4 778	-165	-3,5%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	114 072	122 037	-7 965	-6,5%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,68	6,48		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-339	-339		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 800	4 793	7	0,2%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 358	2 358		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00448	0,00448		
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	282 517	280 192	2 324	0,8%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,54918	1,54918		
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	759	761	-2	-0,3%
k'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,20%	2,20%		
l'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,00%	2,00%		
m'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	31	0		
n'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-21 596	-21 596		
<b>3= a'+b'*c'/f100 +d'+e'+m'-n'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>38 323</b>	<b>38 731</b>	<b>-408</b>	<b>-1,1%</b>
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em MT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	24 848			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	14 081			
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em MT	0			
<b>7=4+5+6</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT</b>	<b>38 929</b>			
<b>8= (7-3)*(1+tx... )*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2</b>	<b>612</b>			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT	-294			
<b>10=8-9*(1+tx... )</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>317</b>			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	5 044	5 162	-118	-2,3%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	75 978	79 589	-3 611	-4,5%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,68	6,48		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-712	-712		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 158	8 183	-25	-0,3%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 049	4 049		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00456	0,00456		
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	450 315	455 474	-5 160	-1,1%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01670	0,01670		
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	122 951	123 030	-80	-0,1%
k''	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,20%	2,19,70%		
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,00%	2,00,00%		
m''	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 751	4 734	17	
n''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	49	0		
o''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	21 732	21 732		
<b>11= a''+b''*c''/f100 +d''+e''+m''-n''-o''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>634</b>	<b>788</b>	<b>-154</b>	<b>-19,6%</b>
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	411			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	233			
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em BT	0			
<b>15=12+13+14</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>	<b>644</b>			
<b>16= (15-11)*(1+tx... )*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>10</b>			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT	-70			
<b>18=16+17*(1+tx...)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>	<b>-60</b>			
<b>19=10+18</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2</b>	<b>257</b>			

Na Figura 4-26 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da DEE.

Figura 4-26 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



A diminuição observada nos proveitos permitidos de 2017, relativamente ao valor previstos em tarifas de 2017, deve-se essencialmente à redução ocorrida ao nível do CAPEX, como resultado da redução do valor médio dos ativos a remunerar em 4,3% e das amortizações em 1,7%.

#### Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2017, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA cresceu cerca de 0,4% relativamente a 2016.

O Quadro 4-101 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2017, que se situaram em 0,8% e em -1,1%, respetivamente.



Quadro 4-101 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unidade: MWh

	Real 2017	Tarifas 2017	Diferença 2017 - Tarifas 2017	
Redes de MT	282 517	280 192	2 324	0,8%
Redes de BT	450 315	455 474	-5 160	-1,1%
<b>Total</b>	<b>732 831</b>	<b>735 667</b>	<b>-2 835</b>	<b>-0,4%</b>

Número médio de clientes

O Quadro 4-102 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2017 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-102 - Número médio de clientes

	Real 2017	Tarifas 2017	Diferença 2017 - Tarifas 2017	
Cientes MT	759	761	-2	-0,3%
Cientes BT	122 951	123 030	-80	-0,1%
<b>Total</b>	<b>123 710</b>	<b>123 791</b>	<b>-82</b>	<b>-0,1%</b>

O desvio no número de clientes em MT e BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2017, situou-se em -0,3% e em -0,1%, respetivamente.

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-103 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-103 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2017	Tarifas 2017	Desvio	
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)	
<b>Ativo Fixo Bruto</b>				
<b>Saldo Inicial (1)</b>	<b>426 780</b>	<b>431 351</b>		
Investimento Directo	924	1 633		
Transferências para Exploração	6 845	20 060		
Reclassificações, alienações e abates	-870	-56		
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>433 679</b>	<b>452 987</b>	<b>-4,3%</b>	
<b>Amortização Acumulada</b>				
<b>Saldo Inicial (3)</b>	<b>187 635</b>	<b>189 497</b>		
Amortizações do Exercício	12 949	13 307		
Regularizações	-1 181	-45		
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>199 403</b>	<b>202 759</b>	<b>-1,7%</b>	
<b>Comparticipações</b>				
<b>Saldo inicial líquido (5)</b>	<b>47 253</b>	<b>45 288</b>		
Comparticipações do ano	2 107	1 621		
Amortização do ano	3 292	3 367		
Regularizações				
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>46 068</b>	<b>43 541</b>	<b>5,8%</b>	
<b>Ativo líquido a remunerar</b>				
Valor de 2016	(7) = (1) - (3) - (5)	191 892	196 566	-2,4%
Valor de 2017	(8) = (2) - (4) - (6)	188 209	206 687	-8,9%
<b>Ativo líquido médio</b>	<b>(9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>190 050</b>	<b>201 627</b>	<b>-5,7%</b>

Ao nível da DEE o desvio ocorrido deve-se sobretudo ao desvio verificado ao nível do ativo bruto face a uma base de partida mais baixa e por um menor volume de investimento transferido para exploração.

#### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital referente ao período regulatório 2015-2017 varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2017 foi de 6,48%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,68%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2016, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2017, no montante de -1 051 milhares de euros (-339 milhares de euros em MT e -712 milhares de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2017.

#### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018

Os proveitos permitidos de 2019 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2018, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2018. O valor total a devolver pela empresa, de 1 549 milhares de euros, decorre da diminuição do valor médio do ativo e da redução das taxas de remuneração, inferiores em cerca de 0,33 p.p.. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2019 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1<sup>60</sup> é o que se apresenta no Quadro 4-104.

Quadro 4-104 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT				10 <sup>3</sup> EUR
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 963	4 701	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	120 988	114 544	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,75%	5,42%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE MT	11 920	10 906	
B = A (2018 em 2018) - A (Tarifas 2018)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-1 015
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,610%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1			-1 021

Ajustamento DEE BT				10 <sup>3</sup> EUR
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 364	5 209	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	78 017	75 984	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,75%	5,42%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE BT	9 850	9 325	
B = A (2018 em 2018) - A (Tarifas 2018)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-525
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread			0,610%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1			-528

#### 4.6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 não implicaram alterações da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão

<sup>60</sup> Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificativa detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

#### 4.6.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 115º do Regulamento Tarifário em vigor.

No Quadro 4-105 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 4-105 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

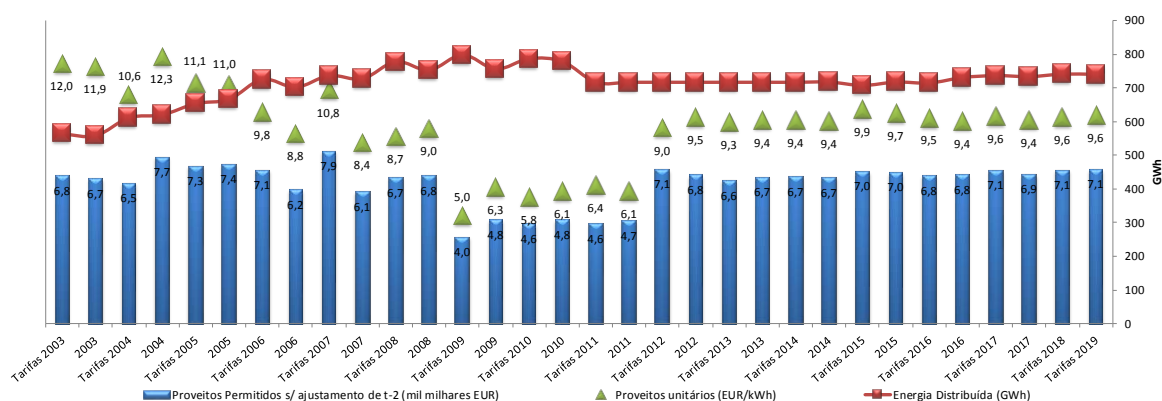
		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	405	439	8,5%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 008	4 239	5,8%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,75	5,42	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-159	-94	-40,4%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 595	6 542	-0,8%
6	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t	0	-50	
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-38	-75	97,9%
<b>A = 1+2*3/100 +4+5-6</b>		<b>7 110</b>	<b>7 141</b>	<b>0,4%</b>
7	Energia Fornecida (MWh)	740 102	739 346	-0,1%
<b>B = (A+6)/7</b>		<b>9,55</b>	<b>9,56</b>	<b>0,0%</b>
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	30	28	-6,7%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	304	251	-17,7%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,75	5,42	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-23	-16	-29,4%
5' = 6'+7''8'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	309	304	-1,7%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT	155	153	-1,1%
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de €/cliente)	0,20171	0,19955	
8'	Indutor de custos (nº médio de clientes)	767	757	-1,2%
9'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	8	-31	-507,6%
<b>C = 1'+2''3'/100+4' +5'-9'</b>		<b>325</b>	<b>360</b>	<b>10,5%</b>
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	375	411	9,7%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 704	3 988	7,7%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,75	5,42	
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-135	-78	-42,3%
5'' = 6''+7'''8''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 286	6 238	-0,8%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 143	3 109	-1,1%
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares de €/cliente)	0,02543	0,02516	
8''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	123 604	124 362	0,6%
9''	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t		-50	
10''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-46	-44	-2,6%
<b>D = 1''+2'''3''/100 +4''+5''+9''-10''</b>		<b>6 784</b>	<b>6 782</b>	<b>0,0%</b>
<b>E = C+D</b>		<b>7 110</b>	<b>7 141</b>	<b>0,4%</b>

Os proveitos permitidos definidos pela ERSE, para as tarifas de 2019, apresentam um acréscimo na ordem dos 0,4% relativamente ao valor de tarifas de 2018. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um decréscimo de 1,0%.

A Figura 4-27 demonstra a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2019. Entre 2009 e 2011, os valores são apresentados em duas parcelas:

- Ajustamentos de t-2;
- Proveitos permitidos resultantes da aplicação das componentes variáveis unitárias dos proveitos de MT e de BT, ao número médio de clientes previsto pela EDA.

Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA



#### 4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2017

De acordo com o n.º 4 do artigo 106.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2017 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 106.º aos valores realmente verificados em 2017.

O Quadro 4-106 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2017, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -31 milhares de euros e em BT de -44 milhares de euros,

perfazendo um ajustamento de -75 milhares de euros<sup>61</sup> na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2017 com os valores estimados em 2016 no cálculo das tarifas de 2017, por nível de tensão.

---

<sup>61</sup> Um ajustamento negativo significa um montante a receber pela empresa.

Quadro 4-106 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2017	Tarifas 2017	Diferença	
		10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	327	471	-144	-30,6%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 675	4 191	-516	-12,3%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,68	6,48		
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	56	56		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 254	6 257	-2	0,0%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	61	0	61	-
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	20	20		
<b>1= a+b*c/100 +d+e+f-g</b>		<b>6 925</b>	<b>7 036</b>	<b>-111</b>	<b>-2%</b>
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,605%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread	0,322%			
g	Energia Fomecida (MWh)	732 831	735 667		
<b>2=1/g</b>		<b>9,48</b>	<b>9,59</b>		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	18	41	-23	-56,5%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	200	355	-155	-43,7%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,68	6,48		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	16	16		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	284	284	0	-0,1%
f	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	142	142		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,186551	0,186551		
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	759	761	-2	-0,3%
i'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	24	0	24	-
j'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	974	974		
<b>3= a'+b'*c'/100 +d'+e'+f'+j'</b>		<b>-619</b>	<b>-610</b>	<b>-9</b>	<b>2%</b>
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	-223			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	-404			
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à atividade de CEE, em MT	0			
<b>7=4+5+6</b>		<b>-627</b>			
<b>8= (7-3)*(1+tx...)*(1+tx...)</b>		<b>-8</b>			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em MT	-23			
<b>10=8+9*(1+tx...)</b>		<b>-31</b>			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	309	430	-121	-28,1%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 475	3 836	-361	-9,4%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	6,68	6,48		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	41	41		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 973	5 973	-2	0,0%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	2 984	2 984		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02445	0,02445		
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	122 951	123 030	-80	-0,1%
i''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	38	0	38	-
j''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-954	-954		
<b>11= a''+b''*c''/100 +d''+e''+f''+j''</b>		<b>7 544</b>	<b>7 646</b>	<b>-101</b>	<b>-1,3%</b>
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	2 714			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	4 921			
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à atividade de CEE, em BT	0			
<b>15 =12+13+14</b>		<b>7 635</b>	<b>7 036</b>		
<b>16= (15-11)*(1+tx...)*(1+tx...)</b>		<b>91</b>			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT	-135			
<b>18=16+17*(1+tx...)</b>		<b>-44</b>			
<b>19=10+18</b>		<b>-75</b>			



O desvio do ano sem juros é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -4 433 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2017 por aplicação das tarifas do Continente no total de 2 491 milhares de euros (-223 mil euros em MT (linha 4) e 2 714 milhares de euros em BT (linha 12)) e os proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2017 no total de 6 925 milhares de euros (-619 mil euros em MT (linha 3) e 7 544 milhares de euros em BT (linha 11)).
- 4 517 milhares de euros (-404 milhares de euros em MT (linha 5) e 4 921 milhares de euros em BT (linha 13)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- -159 mil euros (-23 mil euros em MT (linha 9) e -135 mil euros em BT (linha 17)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1.

Na Figura 4-28 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE.

Figura 4-28 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



Número médio de clientes

O Quadro 4-107 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2016 para cálculo das tarifas de 2017 e o número ocorrido em 2017.

**Quadro 4-107 - Número médio de clientes**

	Real 2017	Tarifas 2017	Diferença 2017 - Tarifas 2017	
Cientes MT	759	761	-2	-0,3%
Cientes BT	122 951	123 030	-80	-0,1%
<b>Total</b>	<b>123 710</b>	<b>123 791</b>	<b>-82</b>	<b>-0,1%</b>

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital referente ao período regulatório 2015-2017 varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2017 foi de 6,48%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,68%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2014, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2017, no montante de 56 milhares de euros (16 milhares de euros em MT e 41 milhares de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2017.

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018**

Os proveitos permitidos de 2019 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2018, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2018. O valor total a devolver pela empresa, que decorre do decréscimo ocorrido ao nível dos ativos a remunerar e da taxa de remuneração em 0,33 p.p., é

de 94 milhares de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2019 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1<sup>62</sup> é o que se apresenta no Quadro 4-108.

Quadro 4-108 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT		10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	30	19	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	304	217	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,75%	5,42%	
A = 1 + 2 x 3		47	31	
B = A (2018 em 2018) - A (Tarifas 2018)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1		-16
	$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread		0,610%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1		-16
Ajustamento CEE BT		10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	375	312	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 704	3 664	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,75%	5,42%	
A = 1 + 2 x 3		588	510	
B = A (2018 em 2018) - A (Tarifas 2018)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1		-78
	$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 + spread		0,610%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1		-78

#### 4.6.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2019

No Quadro 4-109 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2019 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-109 - Proveitos permitidos à EDA para 2019

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	Tarifas 2018	Tarifas 2019	T2019 / T2018
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	113 869	136 841	20,2%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	43 619	37 909	-13,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 110	7 141	0,4%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>164 597</b>	<b>181 891</b>	<b>10,5%</b>

<sup>62</sup> Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 10,5%. As atividades que contribuirão mais para esta evolução foram a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, com um acréscimo de 20,2%, compensado pelo decréscimo ocorrido ao nível da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em 13,1%.

Não considerando os ajustamentos definitivos de 2017 e provisórios de 2018, observa-se um acréscimo dos proveitos em 3,8%.

**Quadro 4-110 - Proveitos permitidos à EDA, para 2019, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2018	Tarifas 2019	T2019 /T2018
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	124 641	131 448	5,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 865	39 716	-0,4%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 230	7 160	-1,0%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>171 736</b>	<b>178 324</b>	<b>3,8%</b>

O ajustamento a recuperar pela EDA em 2019 relativamente aos anos de 2017 e 2018, atualizado para 2019, será de cerca de 6,5 milhões de euros<sup>63</sup>.

<sup>63</sup> Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

Quadro 4-111 - Proveitos permitidos em 2017 e ajustamentos em 2019, na RAA

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2016 (Tarifas 2016)	Proveitos recuperados em 2017, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2017	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios	Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2019	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2019 (sem acerto provisório de custo de capital de t-1)	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamento a repercutir em 2019
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1++spread) x (1++spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	97 284	89 486	7 350	0	0	103 198	0	-6 421	-261	-6 682
Distribuição de Energia Elétrica	39 519	25 259	14 314	0		38 956		622	-365	257
Comercialização de Energia Elétrica	7 036	2 491	4 517	0		6 925		84	-159	-75
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>143 839</b>	<b>117 236</b>	<b>26 180</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>149 080</b>	<b>0</b>	<b>-5 716</b>	<b>-785</b>	<b>-6 500</b>

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (143 417 milhares de euros) durante 2017 pela EDA são inferiores ao previsto (143 839 milhares de euros) em cerca de 0,3%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2017 (149 080 milhares de euros) são cerca de 3,6% superiores aos calculados para Tarifas 2017, o desvio de 2017 atinge os -5 663 milhares de euros. A este montante acresce o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2016 (-785 milhares de euros).

O ajustamento a receber pela EDA em 2019 relativamente ao ano de 2017 atualizado para 2019 será de - 6 500<sup>64</sup> milhares de euros.

#### 4.6.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-112 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

---

<sup>64</sup> Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

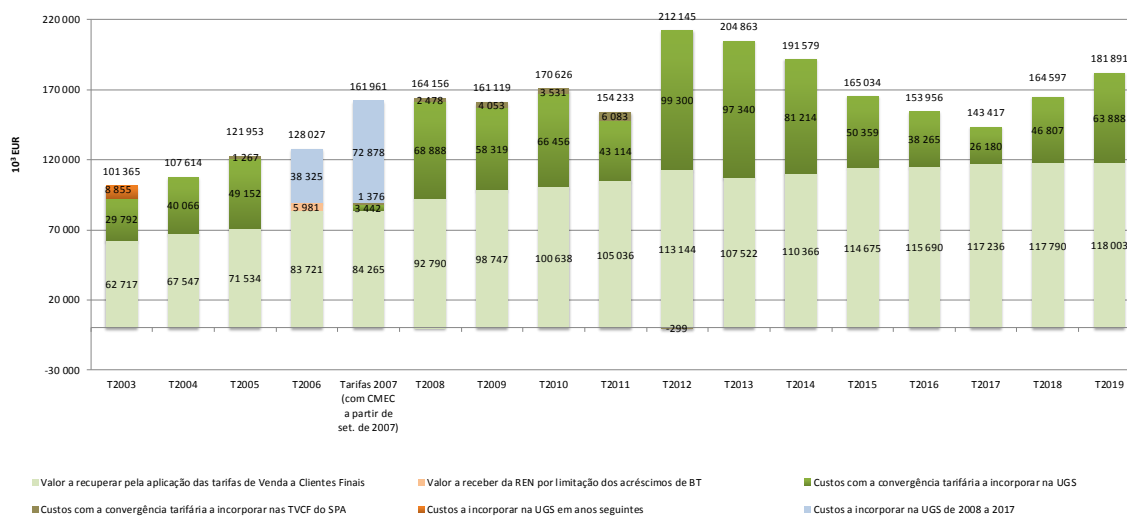
Quadro 4-112 - Custo com a convergência tarifária da RAA

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>A=1-2-3</b>	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>20 828</b>	<b>43 613</b>
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	113 869	136 841
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	93 041	93 227
3	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de AGS da RAA	0	0
<b>B=4-5-6</b>	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica na RAA</b>	<b>21 670</b>	<b>16 499</b>
4	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	43 619	37 909
5	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	21 949	21 410
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de DEE da RAA	0	0
<b>C=7-8-9</b>	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica na RAA</b>	<b>4 309</b>	<b>3 776</b>
7	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 110	7 141
8	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	2 801	3 366
9	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de CEE da RAA	0	0
<b>D</b>	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>46 807</b>	<b>63 888</b>

A Figura 4-29 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2019.

Figura 4-29 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2019



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2019 é superior ao verificado nos quatro anos anteriores, 2015 a 2018. Esta evolução reflete, em parte, o impacto do aumento dos preços dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores, e a inclusão no ajustamento aos proveitos de 2016 dos custos das rendas de concessão, que não estavam previstos aquando do cálculo das tarifas de 2016.

#### 4.7 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM desenvolve atividades reguladas relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo, ainda, energia elétrica a outros produtores independentes ligados ao Sistema Elétrico Público da RAM.

De seguida descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EEM, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2019.



## **TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EEM**

De acordo com os parâmetros definidos pela ERSE para o período 2018 a 2020, as taxas de remuneração previstas aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, para o período regulatório 2018-2020, são indexadas à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2019, as taxas a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, são de 5,17%, 5,42% e de 5,42%, respetivamente.

### **4.7.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA**

A metodologia de regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS) manteve-se no período regulatório 2018-2020, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto ao nível do CAPEX se mantém um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual. No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis aplica-se uma metodologia de custos de referência para as componentes de aquisição, transporte, descarga e armazenamento.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

#### **4.7.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS**

##### **CUSTOS DE EXPLORAÇÃO LÍQUIDOS DE PROVEITOS SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA**

Conforme referido, a metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de AGS manteve-se no período de regulação 2018-2020, com base num mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

##### **CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS**

No período regulatório iniciado em 2009, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas (RA) tendo subjacente a definição de metas de ganhos de eficiência, nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi

igualmente orientador de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo. A definição destes parâmetros teve por base um estudo realizado por um consultor externo.

De salientar que este processo iniciou-se numa fase importante para as empresas insulares, por coincidir com a renegociação dos seus contratos de fornecimento de fuelóleo.

Refira-se, também, que a ERSE ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo, poderia estar a dar um sinal errado no que se refere à escolha das melhores formas de utilização de combustíveis por parte das RA. Neste contexto, surgiu a necessidade proceder não só à atualização do estudo anterior, no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo, como também alargar o seu âmbito aos restantes combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, nomeadamente ao gasóleo e ao gás natural.

A ERSE definiu os valores para 2015 com base na análise efetuada no novo estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, que foi concluído em novembro de 2016.

Com base nos resultados da aplicação da metodologia resultante do referido estudo, para os anos de 2015, 2016 e estimativas para 2017, a ERSE entendeu haver necessidade de rever alguns parâmetros aplicados nesses anos. Assim no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, de dezembro de 2017, referem-se as alterações introduzidas nos mecanismos de aceitação dos custos com combustíveis nas Regiões Autónomas.

O Quadro 4-113 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2019.

**Quadro 4-113 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2019**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2019 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2019 EUR
<b>Madeira</b>	357,746	48 361		214 161	17 515 107
<b>Porto Santo</b>	347,456	6 620	168 000		2 468 158
		<b>54 981</b>	<b>168 000</b>	<b>214 161</b>	<b>19 983 265</b>

O Quadro 4-114 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gasóleo, em 2019.

**Quadro 4-114 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2019**

	<b>Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l</b>	<b>Consumo 2019 (l)</b>	<b>Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR</b>	<b>Custos previstos eficientes 2019 EUR</b>
<b>Madeira</b>	0,676	745 952	25 451	529 398
<b>Porto Santo</b>	0,676	1 395 482	9 729	952 481
		<b>2 141 433</b>	<b>35 180</b>	<b>1 481 879</b>

O Quadro 4-115 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2019.

**Quadro 4-115 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2019**

	<b>Custo unitário EUR/MWh térmico (1)</b>	<b>Consumo 2019 (t/kl / MWh térmico) (2)</b>	<b>Custos previstos eficientes 2019 EUR (1) * (2)</b>
<b>Madeira</b>	43,74	327 653	14 331 081

Os custos com gasóleo e gás natural são somados na rubrica de Outros Custos com Combustíveis e Lubrificantes, onde se incluem, entre outros, os custos com óleo e biofuel. Tal como referido, os custos aceites com a aquisição de gasóleo e de gás natural tiveram por base custos eficientes, tendo a ERSE aceite os custos previstos pela empresa para os restantes combustíveis e lubrificantes analisados neste ponto. O quadro infra evidencia estes valores.

Quadro 4-116 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2019

	Custo médio unitário	Quantidades	Custo total anual (EUR)
Óleo Eur/kl	1 742,89	344,35	600 170
<b>Outros custos com combustíveis e lubrificantes</b>			<b>600 170</b>

#### CUSTOS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PRODUTIVOS

De acordo com a metodologia de aceitação de custos na atividade de AGS, os custos incorridos pela EEM com operação e manutenção dos equipamentos produtivos não são sujeitos a metas de eficiência. Deste modo, a ERSE para 2019 aceitou o valor de 4 846 milhares de euros com custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS.

#### OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO<sub>2</sub>

Com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, deixou de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor, pelo que os custos incorridos pela EEM com aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos.

A partir de 2016, a EEM passou igualmente a centralizar a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> necessárias para cobrir as emissões da central térmica do Caniçal, na medida em que a AIE<sup>65</sup> delegou na EEM o direito ao ressarcimento dos custos assumidos com a aquisição de licenças do CO<sub>2</sub> junto do Sistema Elétrico Nacional.

Deste modo, e tendo em conta que (i) a EEM em conjunto com a AIE preveem adquirir 370 328 licenças (ii) tendo sido utilizado para valorização destas licenças o preço previsto para 2019 de 17,85 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 6 609 milhares de euros.

#### PROVEITOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de AGS, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 118.º do Regulamento Tarifário em

<sup>65</sup> Atlantic Island Electricity

vigor. O Quadro 4-117 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2019, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2018.

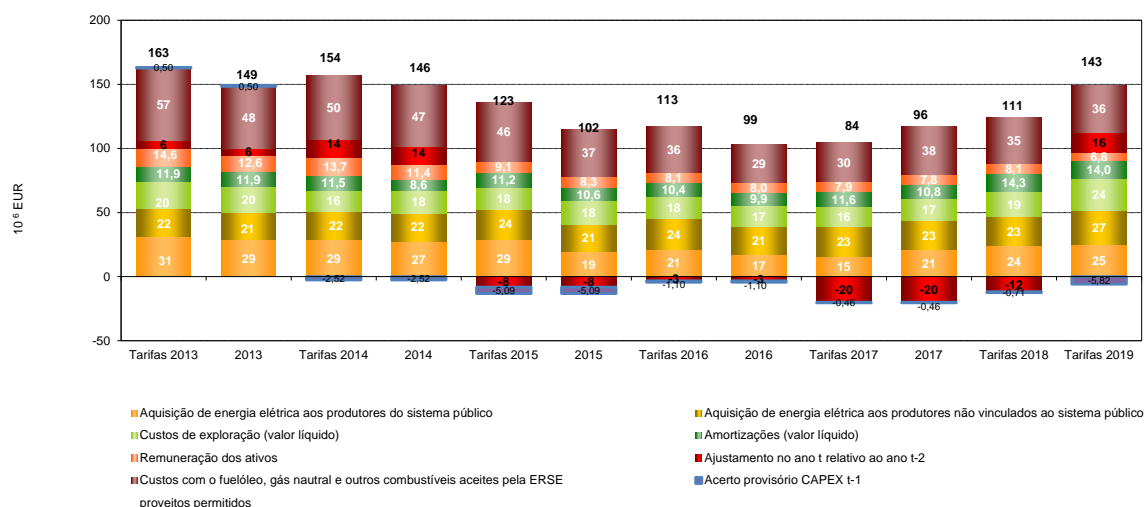
**Quadro 4-117 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	14 288	14 010	-1,9%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	147 422	132 150	-10,4%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,50%	5,17%	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-707	-5 822	-
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	23 909	25 128	5,1%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	23 194	26 789	15,5%
g	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	13 007	12 998	-0,1%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	3 065	4 846	58,1%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	18 571	19 983	7,6%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	16 745	16 413	-2,0%
k	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	2 920	6 609	126,3%
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	0	0	-
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	11 752	-15 533	-
<b>1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l - m</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>111 349</b>	<b>143 315</b>	<b>28,7%</b>
2	Emissão para a rede (MWh)	867 712	876 398	1,0%
<b>3 = (1 + m) / 2</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>141,87</b>	<b>145,80</b>	<b>2,8%</b>
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social	-794	-2 991	-

Pela análise do Quadro 4-117, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2019 regista um aumento, de cerca de 29%, face ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2018. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2019 apresentam um aumento na ordem dos 3%.

A figura infra apresenta, para os anos de 2013 a 2019, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2013 a 2017. A comparação entre o valor do ano de 2017 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2017 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-30 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM



Pela análise da figura anterior, é possível verificar o peso significativo i) dos custos com o fuelóleo, gás natural e outros combustíveis e ii) dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público e produtores não vinculados, no nível de proveitos permitidos de AGS ao longo do período em análise.

O valor da energia elétrica adquirida e o valor dos combustíveis representam, em conjunto, cerca de 66% do total dos proveitos permitidos de 2019 (excluindo os ajustamentos de t-2), pelo que a evolução destes custos explica, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta atividade, tal como já foi referido.

#### 4.7.1.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2017

O ajustamento da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) é calculado de acordo com o n.º 7 do artigo 110.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro.

O Quadro 4-118 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2017, a repercutir em 2019. São igualmente apresentados nas secções seguintes, os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2017.

O desvio de 2017 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- +1 244 milhares de euros (linha 3), resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2017 por aplicação das tarifas no Continente (97 681 milhares de euros) (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2018 (96 437 milhares de euros) (linha1).
- -15 928 milhares de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS.
- -2 mil euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional.
- -709 milhares de euros (linha 10) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

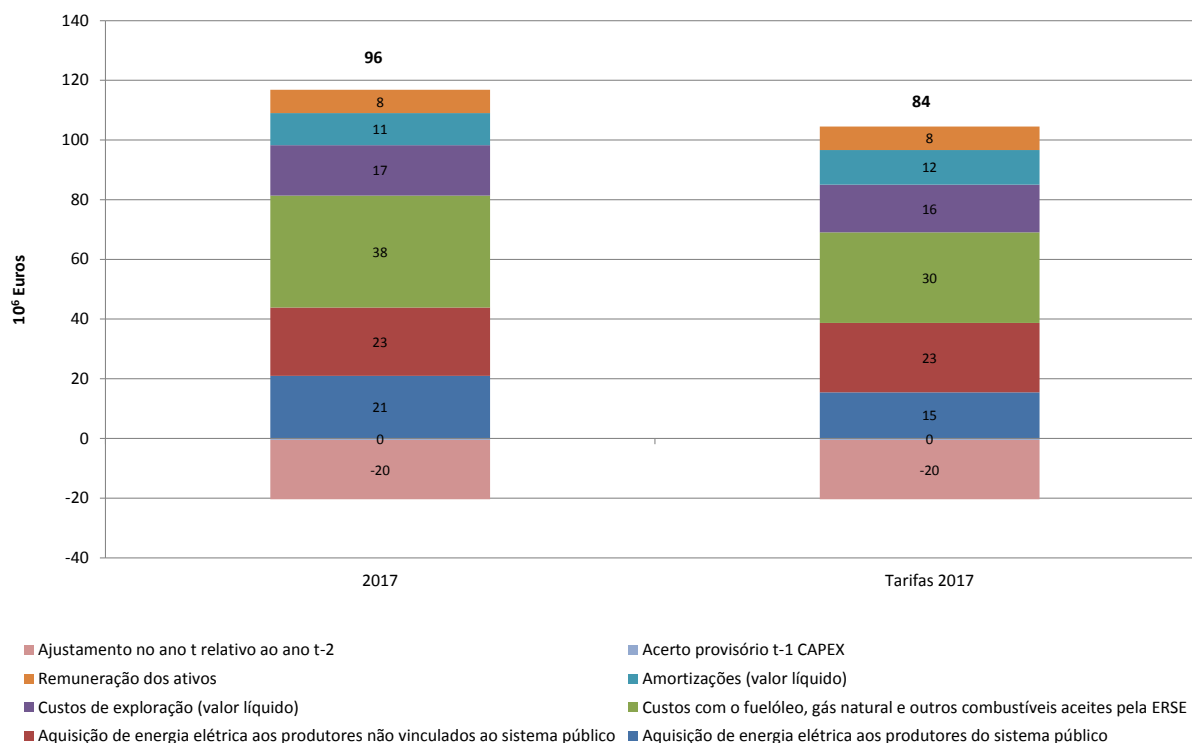
#### Quadro 4-118 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

	2017	Tarifas 2017	Diferença		
			2017 - Tarifas 2017		
	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%	
a	Amortizações do ativo fixo afetado à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos participados	10 756	11 590	-834	-7,2%
b	Valor médio do ativo fixo afetado à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	122 813	128 893	-6 080	-4,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afetado à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	6,33%	6,13%	0,21 p.p.	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-465	-465	0	-
e	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	20 966	15 474	5 492	35,5%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	22 909	23 232	-323	-1,4%
g	Custos de exploração afetados à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	12 541	12 541	0	0,0%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetados à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	1 976	1 966	10	0,5%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	20 365	14 831	5 534	37,3%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	17 140	15 506	1 634	10,5%
k	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	2 375	1 484	891	60,1%
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	19 902	19 902	0	-
<b>1 = a + b*c + d + e + f + g + h + i + j + k + l + m</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>96 437</b>	<b>84 154</b>	<b>12 283</b>	<b>14,6%</b>
<b>2</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente</b>	<b>97 681</b>			
<b>3 = 2 - 1</b>	<b>Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos</b>	<b>1 244</b>			
<b>4</b>	<b>Compensação relativa ao sobrecusto de AGS</b>	<b>-15 928</b>			
<b>5</b>	<b>Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM</b>	<b>0</b>			
<b>6</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional</b>	<b>-2</b>			
<b>7</b>	<b>Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread</b>	<b>0,605%</b>			
<b>8</b>	<b>Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread</b>	<b>0,322%</b>			
<b>9 = [ 3 + 4 + 5 + 6 ] * [ 1 + (7)/100 ] * [ 1 + (8)/100 ]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>-14 823</b>			
<b>10</b>	<b>Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros</b>	<b>-709</b>			
<b>11 = 9 + 10</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>-15 533</b>			

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS, comparando os proveitos previstos em tarifas com os valores ocorridos. A rubrica com maior peso no total dos proveitos

permitidos, tanto em 2017 como em Tarifas de 2017, são os custos com o fuelóleo, gás natural e outros combustíveis aceites pela ERSE, seguida dos custos com aquisição de energia, quer aos produtores do sistema público, quer aos produtores não vinculados. É, igualmente, nestas rubricas onde se verificaram os maiores desvios.

Figura 4-31 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



### Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM

No Quadro 4-119 analisa-se a aquisição de energia elétrica efetuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O acréscimo do custo total da aquisição de energia elétrica a outros produtores do SPM resulta, quase exclusivamente, do acréscimo do preço médio de aquisição de energia de origem térmica, face aos valores de tarifas para 2017.



Quadro 4-119 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM

	2017	Tarifas 2017	Desvio (2017-Tarifas 2017)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	192 541	192 000	541	0,3%
Preço Médio (€/MWh)	108,9	80,6	28,3	35,1%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>20 966</b>	<b>15 474</b>	<b>5 492</b>	<b>35,5%</b>

Custos com aquisição de energia elétrica ao SIM

O quadro seguinte apresenta os custos permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM (SIM), comparando os valores verificados em 2017 com os aceites para tarifas para 2017.

Quadro 4-120 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2017	Tarifas 2017	Desvio (2017-Tarifas 2017)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	169 777	160 150	9 627	6,0%
Preço Médio (€/MWh)	134,9	145,1	-10,1	-7,0%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>22 909</b>	<b>23 232</b>	<b>-323</b>	<b>-1,4%</b>

Assistiu-se a um ligeiro decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica ao SIM, explicado pela diminuição, de cerca de 7%, do preço médio da energia proveniente de outras fontes em regime especial, que compensou o aumento, de cerca de 6%, das quantidades adquiridas. O preço médio de aquisição aos produtores não vinculados é superior ao preço médio de aquisição aos outros produtores de SPM. Algumas tecnologias, designadamente a fotovoltaica e a microgeração, apresentaram preços substancialmente superiores, em posição oposta a eólica e a RSU observaram preços inferiores ao preço médio de aquisição aos outros produtores de SPM.

No Quadro 4-121 é analisada a aquisição de energia elétrica, desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2017 com os valores das tarifas para 2017.

Quadro 4-121 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2017					Tarifas 2017					Variação 2017/Tarifas 2017		
	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh	MWh	10 <sup>3</sup> EUR	€/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições ao SIM	164 690	5 088	169 777	22 909	134,9	155 260	4 890	160 150	23 232	145,1	6,0%	-1,4%	-7,0%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	4 192	0	4 192	471	112,4	4 500	0	4 500	502	111,6	-6,9%	-6,1%	0,8%
Eólica	83 110	1 334	84 444	7 448	88,2	81 730	1 140	82 870	7 276	87,8	1,9%	2,4%	0,4%
Geotérmica													
Outros	77 388	3 754	81 142	14 990	184,7	69 030	3 750	72 780	15 454	212,3	11,5%	-3,0%	-13,0%
RSU	47 613	0	47 613	4 237	89,0	38 850	0	38 850	4 053	104,3	22,6%	4,5%	-14,7%
Fotovoltaica	24 634	3 195	27 829	9 289	333,8	24 930	3 200	28 130	9 499	337,7	-1,1%	-2,2%	-1,1%
Microprodução	5 141	559	5 700	1 464	256,8	5 250	550	5 800	1 902	327,9	-1,7%	-23,0%	-21,7%

### Custos com os combustíveis

Os custos com a aquisição de combustíveis têm assumido um peso importante nos custos totais de produção de energia elétrica da EEM. Registe-se que, em 2014, se verificou uma alteração do *mix* de consumo de combustíveis na Madeira, decorrente da instalação de uma UAG para receção, armazenamento e regaseificação de gás natural, com o objetivo de abastecer os grupos dual-fuel que se encontram na Nave III da CTV, a operar desde meados de 2014.

O quadro infra permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados, bem como os valores aceites pela ERSE.

Quadro 4-122 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2017 previstos e ocorridos

	Custo total (10 <sup>3</sup> EUR)					
	Aceite ERSE	Previsto tarifas	Verificado	Variação		
	(1)	(2)	(3)	[(1) - (3)] / (3)	[(1) - (2)] / (2)	[(3) - (2)] / (2)
Fuelóleo	20 365	14 831	20 451	-0,4%	37,3%	37,9%
Gasóleo	1 210	1 310	1 255	-3,6%	-7,7%	-4,2%
Óleo + Amónia + Biofuel	584	838	584	0,0%	-30,3%	-30,3%
Gás Natural	15 346	13 358	13 739	11,7%	14,9%	2,9%
<b>Total</b>	<b>37 505</b>	<b>30 338</b>	<b>36 029</b>	<b>4,1%</b>	<b>23,6%</b>	<b>18,8%</b>

Observa-se que, em 2017, os custos com os combustíveis, aceites pela ERSE, foram superiores aos previstos nas Tarifas 2017 em cerca de 24%. Recorde-se que no ajustamento de 2017 foi, pelo terceiro ano, aplicada a nova metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), resultante das conclusões retiradas do Estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, de 2016.

Recorde-se, igualmente, que aquando da definição dos parâmetros para o atual período regulatório, a presente metodologia foi avaliada, o que levou a uma revisão dos parâmetros considerados para a definição dos custos de referência de aquisição dos combustíveis, designadamente de gás natural, a aplicar a partir de 2018.

Custos de referência para a aquisição de fuelóleo, gasóleo e gás natural na RAM

O Quadro 4-123 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2017.

**Quadro 4-123 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2017**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2017 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2017 EUR	Custo previsto EUR	Custos não aceites €
<b>Madeira</b>	324,568	54 935		228 358	18 058 442	18 138 440	-79 998
<b>Porto Santo</b>	314,278	6 806	168 000		2 307 010	2 312 328	-5 318
		<b>61 741</b>	<b>168 000</b>	<b>228 358</b>	<b>20 365 452</b>	<b>20 450 768</b>	<b>-85 316</b>

O Quadro 4-124 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2017.

**Quadro 4-124 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2017**

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2017 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2017 EUR	Custo previsto EUR	Custos não aceites EUR
<b>Madeira</b>	0,492	860 727	27 876	451 661	441 087	10 574
<b>Porto Santo</b>	0,492	1 520 902	9 729	758 554	813 969	-55 415
		<b>2 381 629</b>	<b>37 605</b>	<b>1 210 214</b>	<b>1 255 056</b>	<b>-44 841</b>

O Quadro 4-125 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2017.

**Quadro 4-125 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2017**

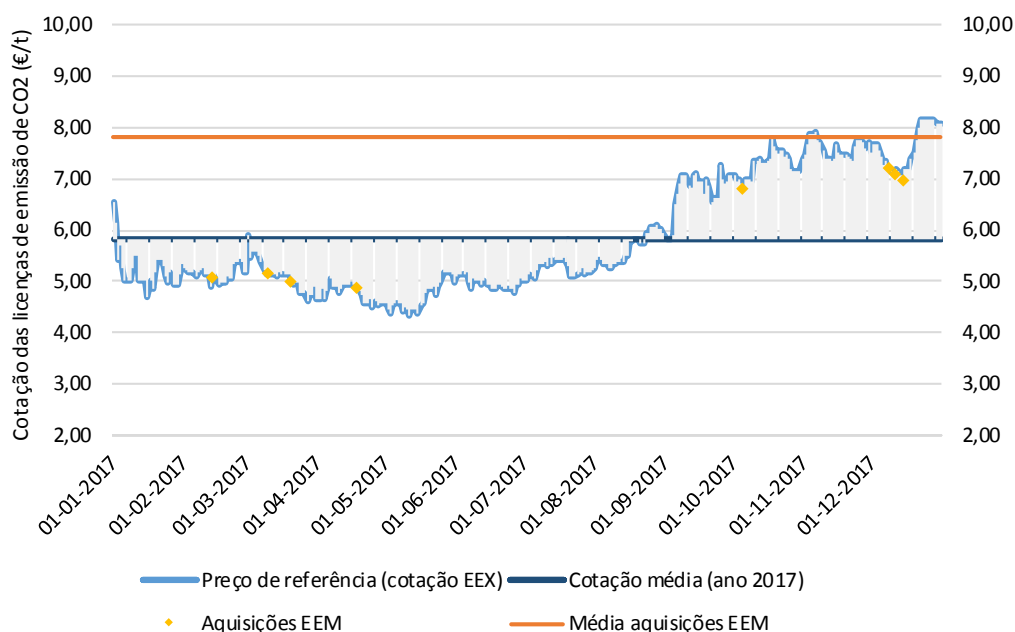
	Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2017 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2017 EUR	Custo previsto EUR	Custos não aceites €
<b>Madeira</b>	36,719	388 526	1 079 396	15 345 624	13 739 323	1 606 301

#### Licenças de CO<sub>2</sub>

Em 2017, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas (direta ou indiretamente) pela EEM - Empresa de Electricidade da Madeira (Vitória, Porto Santo e Caniçal) corresponderam a 402 821 toneladas de CO<sub>2</sub>, das quais 131 029 foram adquiridas licenças pela EEM, em virtude da necessidade da AIE adquirir as licenças necessárias para cobrir as emissões de CO<sub>2</sub> referente à central termoelétrica do Caniçal, depois de utilizadas todas as licenças de emissão de CO<sub>2</sub> gratuitas, ao abrigo do Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub> (PNALE).

No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças correspondentes a 250 mil toneladas de CO<sub>2</sub>, o que significou um grau de cobertura das emissões de 62%. O custo global das licenças adquiridas no ano orçou em 1,473 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 5,89 €/ton CO<sub>2</sub>.

Figura 32 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAM, 2017



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> adquiridas pela EEM em 2017 foi superior à cotação média em mercado secundário em 0,05 €/ton CO<sub>2</sub>. Nesse sentido, o custo global de aquisição foi cerca de 20 mil euros superior ao custo de referência estimado para o global do ano.

Os custos fixos de transação reportados pela EEM para a negociação efetuada em 2017 foi de 25 293 euros, superior ao valor máximo previsto no incentivo (20 mil euros). O custo variável global de aquisição reportado pela EEM foi de 25 mil euros, o que corresponde a 0,10 €/ton CO<sub>2</sub>, muito acima do valor de referência de 0,006 €/ton CO<sub>2</sub>.

Em termos globais, para a RAM, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2017, de 2,352 milhões de euros (402,8 mil toneladas valorizadas a 5,84 €/tonCO<sub>2</sub>), a que acrescem 2 417 euros relativos aos custos variáveis de transação.

O valor global de custos reconhecidos à EEM a respeito da transação de licenças de CO<sub>2</sub>, para o ano de 2017 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 2 374 891,57 euros, no qual inclui os custos de transação em mercado no valor de 20 000 euros.

#### Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O quadro infra apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-126 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2017 (1)	Tarifas 2017 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	18 479	43 726	-57,7%
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	442 772	443 987	
Investimento Direto	716	10 285	
Transferências para Exploração	321	1 471	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>443 809</b>	<b>455 742</b>	<b>-2,6%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	304 455	304 532	
Amortizações do Exercício	11 503	12 337	
Regularizações	0	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>315 958</b>	<b>316 869</b>	<b>-0,3%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	10 645	10 645	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortização do ano	747	747	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>9 898</b>	<b>9 898</b>	<b>0,0%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2016 (7) = (1) - (3) - (5)	127 672	128 810	-0,9%
Valor de 2017 (8) = (2) - (4) - (6)	117 954	128 976	-8,5%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>122 813</b>	<b>128 893</b>	<b>-4,7%</b>

O desvio verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2017, à semelhança do sucedido em 2016, decorreu da reavaliação por parte da EEM dos seus planos de investimento.

### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital referente ao período regulatório 2015-2017 varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2017 foi de 6,13%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,33%.

### Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento definitivo aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAM, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2016 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2017. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2018).

O valor resultante é atualizado para 2019 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2017, acrescida de um *spread* de 0,75 pontos percentuais e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2018, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social pode analisar-se no quadro seguinte.

**Quadro 4-127 – Ajustamento da tarifa social**

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2017</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	2 007
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2	1 942
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	65
D	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-1, por aplicação da tarifa social atualizado para t-2	-343
$i_{t,2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,605%
$i_{t,1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,322%
$E = C \times (1 + i_{t,2}) \times (1 + i_{t,1}) - [D \times (1 + i_{t,1})]$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	409

## AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018

### CAPEX

Os proveitos permitidos de 2019 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2018, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2018. O valor total a devolver ao sistema decorre do decréscimo verificado ao nível do valor médio dos ativos fixos e das respetivas amortizações, bem como da taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2018 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-128.

Quadro 4-128 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
1	Amortização dos ativos fixos	14 288	10 649	
2	Valor médio dos ativos fixos	147 422	115 047	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,50%	5,17%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	22 397	16 593	
B=A (T2018) - A (2018 em 2018)	Ajustamento sem juros			-5 804
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,322%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-6 822

### TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAM, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2017 e o desconto previsto conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2018. Este montante é atualizado para 2019 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2018, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais.

O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social pode analisar-se no quadro seguinte.



Quadro 4-129 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2018</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	794
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	4 879
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-4 085
$i_{k,t}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,322%
$D = (1 + i_{k,t}) \times C$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-4 098

#### 4.7.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 não implicaram alterações da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão da base de custos sujeita a metas de eficiência, bem como da definição de metas de eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

##### 4.7.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 121º do Regulamento Tarifário em vigor. O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2019, encontrando-se, igualmente, apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2018.

Quadro 4-130 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

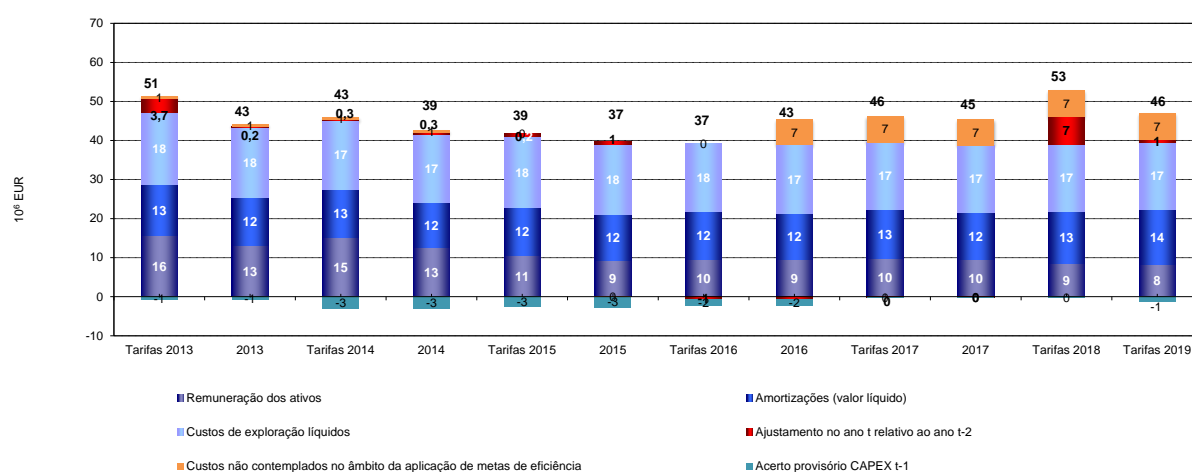
		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>13 819</b>	<b>13 207</b>	<b>-4,4%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	8 258	8 922	8,0%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	102 611	102 530	-0,1%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,75%	5,42%	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-340	-1 269	-
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f) * (g) + (h) * (i)]</b>	<b>4 793</b>	<b>4 763</b>	<b>-0,6%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 396	2 359	-1,6%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 396	2 405	0,3%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,00569	0,00560	-1,6%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	210 700	218 238	3,6%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	3,93500	3,87312	-1,6%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	304	305	0,3%
<b>3</b>	Rendas de concessão dos municípios em MT	0	0	-
<b>4</b>	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-5 821	-678	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>24 433</b>	<b>18 648</b>	<b>-23,7%</b>
<b>6</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]</b>	<b>7 604</b>	<b>7 739</b>	<b>1,8%</b>
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 886	5 248	7,4%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	46 444	48 426	4,3%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,75%	5,42%	-
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	47	-132	-
<b>7</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(n) + (o) * (p) + (q) * (r)]</b>	<b>12 591</b>	<b>12 430</b>	<b>-1,3%</b>
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 295	6 196	-1,6%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 295	6 234	-1,0%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,00539	0,00531	-1,6%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	583 939	584 569	0,1%
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,02305	0,02269	-1,6%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 547	138 053	1,1%
<b>8</b>	Rendas de concessão dos municípios em BT	6 800	6 863	0,9%
<b>9</b>	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-1 076	6	-
<b>10 = 6 + 7 + 8 - 9</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>28 071</b>	<b>27 026</b>	<b>-3,7%</b>
<b>11 = 5 + 10</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>52 504</b>	<b>45 675</b>	<b>-13,0%</b>
12	Energia Distribuída (MWh)	794 639	802 807	1,0%
<b>13 = (11 + 4 + 9) / 12 * 1000</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>57,4</b>	<b>56,1</b>	<b>-2,3%</b>

A análise do quadro evidencia um decréscimo do nível dos proveitos permitidos de 2019 face aos valores aceites das tarifas para 2018, de 13%. Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta um decréscimo de cerca de 2%.

O detalhe dos valores do OPEX poderá ser consultado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

Na Figura 4-33 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2013 a 2019, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2017 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2017 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

**Figura 4-33 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM**



Prevê-se que, tal como nos anos anteriores, as principais rubricas de custo em 2019 continuarão a dizer respeito ao custo com capital (remuneração do ativo adicionado dos custos com as amortizações) e aos custos de exploração. Registe-se, contudo, que o aumento dos proveitos permitidos desta atividade desde 2018 fica a dever-se ao pagamento das rendas de concessão, que foram pela primeira vez contempladas nos ajustamentos de 2016 que integraram os proveitos permitidos de 2018.

Conforme já referido, o direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma renda pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal encontra-se consagrado na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 e que altera o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas, e deve ser calculada e tratada de modo equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental. Prevê-se que em

2019 o valor das rendas na Região Autónoma da Madeira ascende a 6,9 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4.

No período regulatório de 2018 a 2020, a atividade de DEE passou a incluir um mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes. Este incentivo constitui uma rúbrica autónoma dos proveitos desta atividade, que é calculada com informação real dos projetos que se candidatarem e forem aceites pela ERSE como elegíveis para receber este incentivo. Os montantes deste incentivo dependem dos custos dos investimentos e dos benefícios proporcionados para o Sistema Elétrico da Madeira, tendo o incentivo uma duração de 6 anos para cada projeto em redes inteligentes que for aceite. Tendo em conta que o incentivo foi introduzido na recente revisão regulamentar, de momento não existem candidaturas ou projetos já aceites para a Região Autónoma da Madeira, pelo que o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2019 é nulo. A descrição do incentivo ao investimento em redes inteligentes e os parâmetros adotados para o próximo período regulatório são apresentados no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, de dezembro de 2017.

#### 4.7.2.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTO DE 2017

O ajustamento da atividade de 113.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro. Distribuição de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo

No Quadro 4-131 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2017, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2017, por nível de tensão. O ajustamento de 2017 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2019 é de -673 mil euros<sup>66</sup> resultante de um ajustamento em MT de -678 milhares de euros e em BT de 6 mil euros.

O desvio de 2017 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -15 926 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2017 por aplicação das tarifas no Continente no total de 29 256 milhares de euros (2 777 milhares de euros em MT (linha 6) e 26 479 milhares de euros em BT (linha 19)) e os proveitos a proporcionar em 2017,

---

<sup>66</sup> Um ajustamento negativo (positivo) significa um montante a recuperar (devolver) pela empresa.

definidos em 2018, no total de 45 182 milhares de euros (16 954 milhares de euros em MT (linha 5) e 28 227 milhares de euros em BT (linha 18)).

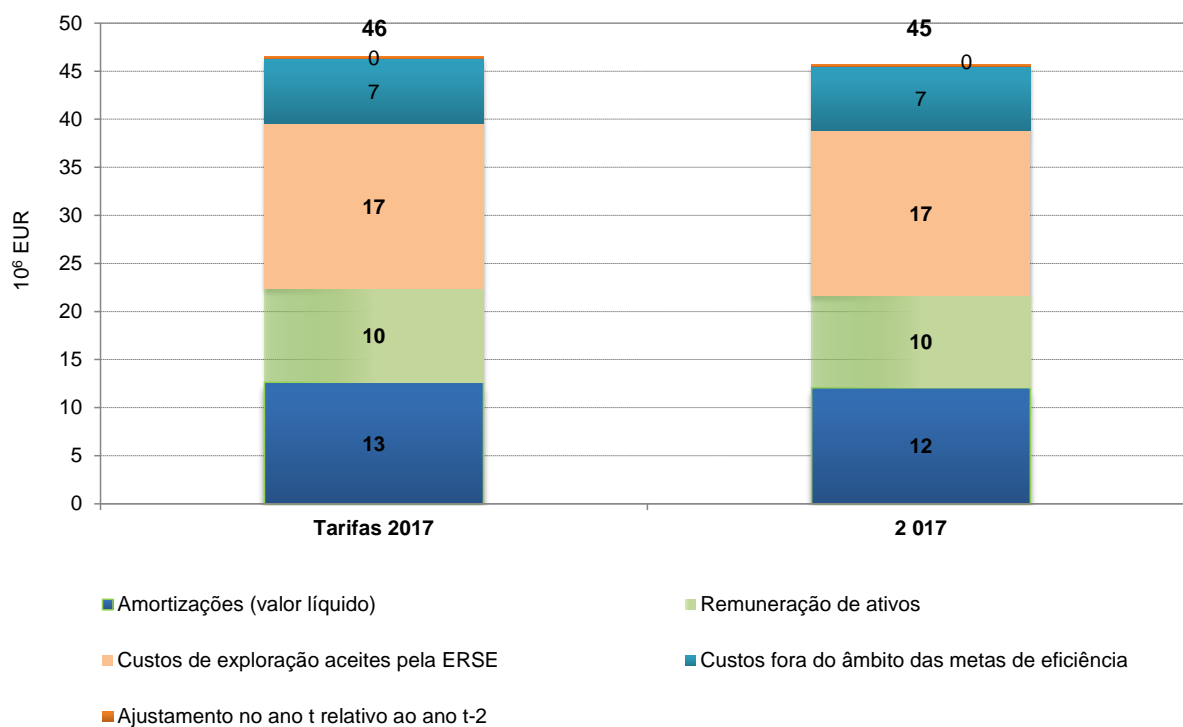
- +15 550 milhares de euros (13 843 milhares de euros em MT (linha 7) e 1 707 milhares de euros em BT (linha 20)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE.
- -293 mil euros (-341 mil euros em MT (linha 12) e 48 mil euros em BT (linha 25)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-131 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2017	Tarifas 2017	Diferença 2017 - Tarifas 2017	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
1	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]</b>	13 927	14 623	-696	-4,8%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 493	7 968	-475	-6,0%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	97 779	104 297	-6 518	-6,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,68%	6,48%	0,21 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-100	-100	0	-
2	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]</b>	4 750	4 699	51	1,1%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 306	2 306	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 444	2 393	51	2,1%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,00593	0,00593	0	0,0%
f	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	215 898	208 263	7 635	3,7%
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	3,80922	3,80922	0	0,0%
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	305	304	2	0,5%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-2	0	-2	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	1 721	1 721	0	0,0%
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>16 954</b>	<b>17 601</b>	<b>-646</b>	<b>-3,7%</b>
6	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>2 777</b>			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	13 843			
8	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em MT	0			
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,605%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,322%			
<b>11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9)/100][1+(10)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>-338</b>			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-341			
<b>13 = 11 - 12</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>-678</b>			
14	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k) + (i')]</b>	<b>7 566</b>	<b>7 627</b>	<b>-61</b>	<b>-0,8%</b>
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 579	4 676	-97	-2,1%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	44 939	45 814	-875	-1,9%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	6,68%	6,48%	0,21 p.p.	-
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-16	-16	0	-
15	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]</b>	<b>12 446</b>	<b>12 504</b>	<b>-58</b>	<b>-0,5%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 255	6 255	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 191	6 249	-58	-0,9%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,00525	0,00525	0	0,0%
n	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	578 300	593 924	-15 624	-2,6%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,02295	0,02295	0	0,0%
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	137 373	136 330	1 043	0,8%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	6 689	6 720	-31	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-1 527	-1 527	0	0,0%
<b>18 = 14 + 15 + 16 - 17</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>28 227</b>	<b>28 378</b>	<b>-150</b>	<b>-0,5%</b>
19	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>26 479</b>			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	1 707			
21	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em BT	0			
22	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,605%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,322%			
<b>24 = (19 - 18 + 20 + 21) * [1+(22)/100][1+(23)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>-42</b>			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	48			
<b>26 = 24 - 25</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>6</b>			
<b>27 = 13 + 26</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-673</b>			

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE previsto para tarifas 2017 e verificado nesse ano.

Figura 4-34- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



#### Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-132 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2017 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-132 - Energia entregue pelas redes de distribuição

Unidade: kWh

	2017	Tarifas 2017	Desvio (2017-Tarifas 2017)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	215 898	208 263	7 635	3,7%
Fornecimentos BT	578 300	593 924	-15 624	-2,6%
<b>Total</b>	<b>794 199</b>	<b>802 187</b>	<b>-7 988</b>	<b>-1,0%</b>

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-133 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE. De salientar que desde o período de regulação 2012-2014, inclusive, o CAPEX deixou de estar incluído no âmbito do *price-cap*, passando para uma metodologia de custos aceites em base anual.



Quadro 4-133 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2017 (1)	Tarifas 2017 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	8 608	15 696	-45,2%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	384 735	389 355	
Investimento Directo	4 960	12 411	
Transferências para Exploração	2 533	1 796	
Reclassificações, alienações e abates	-9	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>392 220</b>	<b>403 562</b>	<b>-2,8%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	233 365	233 625	
Amortizações do Exercício	12 729	13 303	
Regularizações	-9	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>246 085</b>	<b>246 928</b>	<b>-0,3%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	6 363	6 363	
Comparticipações do ano	0	78	
Amortização do ano	657	660	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>5 706</b>	<b>5 780</b>	<b>-1,3%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2016 (7) = (1) - (3) - (5)	145 007	149 367	-2,9%
Valor de 2017 (8) = (2) - (4) - (6)	140 429	150 854	-6,9%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>142 718</b>	<b>150 110</b>	<b>-4,9%</b>

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2017 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas em cerca de 45%. Esta situação decorreu da reavaliação dos planos de investimento da EEM e do, conseqüente, adiamento de alguns projetos que já estavam considerados no Plano de Investimentos.

#### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2017 foi

de 6,48% para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,68%.

#### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018

Os proveitos permitidos de 2019 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2018, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2018. O valor total a devolver ao sistema decorre do decréscimo do valor médio dos ativos fixos, bem como da taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2019 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-134.

Quadro 4-134 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
<b>MT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	8 258	7 745	
2	Valor médio dos ativos fixos	102 611	95 068	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,75%	5,42%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 159	12 894	
B=A (T2018) - A (2018 em 2018)	Ajustamento sem juros			-1 264
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,322%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-1 269
<b>BT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	4 886	4 920	
2	Valor médio dos ativos fixos	46 444	46 245	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,75%	5,42%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	7 557	7 425	
B=A (T2018) - A (2018 em 2018)	Ajustamento sem juros			-131
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,322%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-132

#### 4.7.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 não implicaram alterações da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

4.7.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAM na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do Artigo 122º do Regulamento Tarifário em vigor.

O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2019, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2018.

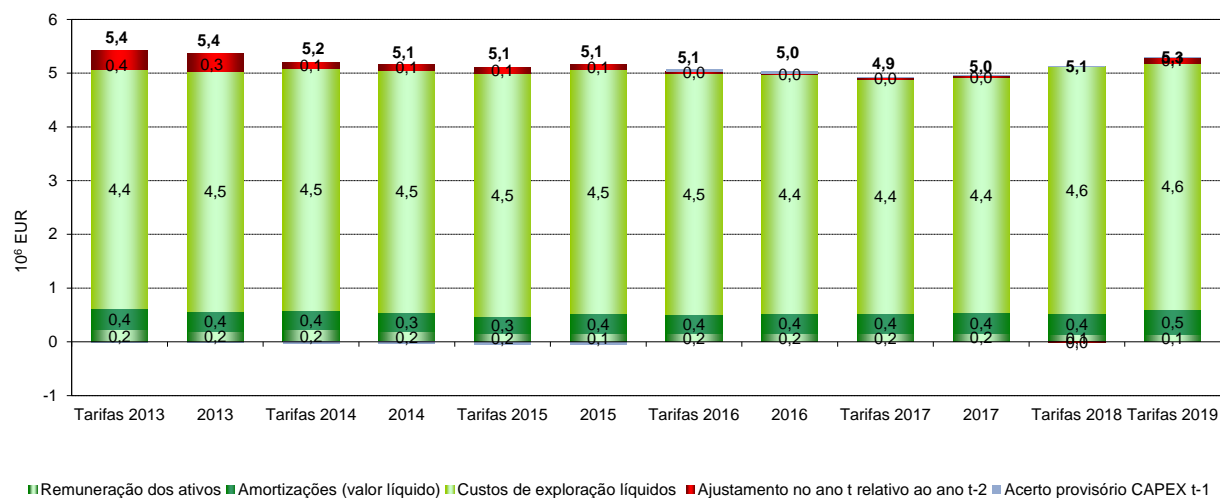
**Quadro 4-135 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2018	Tarifas 2019	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>52</b>	<b>61</b>	<b>16,8%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	39	46	20,0%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	230	247	7,6%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,75%	5,42%	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	1	1	173,1%
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f)* (g)]</b>	<b>460</b>	<b>456</b>	<b>-0,9%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	230	228	-1,1%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	230	229	-0,8%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,75662	0,74851	-1,1%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	304	305	0,3%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	0	-13	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos permitidos em MT</b>	<b>512</b>	<b>530</b>	<b>3,5%</b>
<b>6</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]</b>	<b>472</b>	<b>552</b>	<b>16,8%</b>
h	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	349	418	20,0%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 069	2 227	7,6%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,75%	5,42%	-
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	5	13	173,1%
<b>7</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m)* (n)]</b>	<b>4 150</b>	<b>4 128</b>	<b>-0,5%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 075	2 053	-1,1%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 075	2 076	0,0%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,01520	0,01504	-1,1%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	136 547	138 053	1,1%
8	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t	0	-2	-
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	7	-99	-
<b>10 = 6 + 7 + 8 - 9</b>	<b>Proveitos permitidos em BT</b>	<b>4 616</b>	<b>4 776</b>	<b>3,5%</b>
<b>11 = 5 + 10</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>5 128</b>	<b>5 307</b>	<b>3,5%</b>
<b>12 = (11 + 4 + 9) * 1000 / (g + n)</b>	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (€/cliente)</b>	<b>37,5</b>	<b>37,5</b>	<b>0,1%</b>

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2019 apresenta um ligeiro acréscimo face aos valores aceites nas tarifas para 2018.

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2013 a 2019, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Verifica-se uma certa estabilidade ao longo do período analisado.

Figura 4-35 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM



Registe-se que a grande maioria dos proveitos permitidos diz respeito aos custos de exploração.

#### 4.7.3.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2017

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 114.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 551/2014, de 10 de dezembro.

O Quadro 4-136 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2017, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -13 mil euros e em BT de -99 mil euros, perfazendo um

ajustamento de -111 mil euros<sup>67</sup> na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2017 com os valores previsionais no cálculo das tarifas de 2017, por nível de tensão.

O desvio de 2017 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -2 217 milhares de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2017 por aplicação das tarifas no Continente no total de 2 747 milhares de euros (244 mil euros em MT (linha 6) e 2 503 milhares de euros em BT (linha 19) e os proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2018 no total de 4 964 milhares de euros (496 mil euros em MT (linha 5) e 4 468 milhares de euros em BT (linha 18)).
- +2 101 milhares de euros (+238 mil euros em MT (linha 7) e +1 863 milhares de euros em BT (linha 20)) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE.
- +6 mil euros, (+1 mil euros em MT (linha 12) e +5 mil euros em BT (linha 25)) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

---

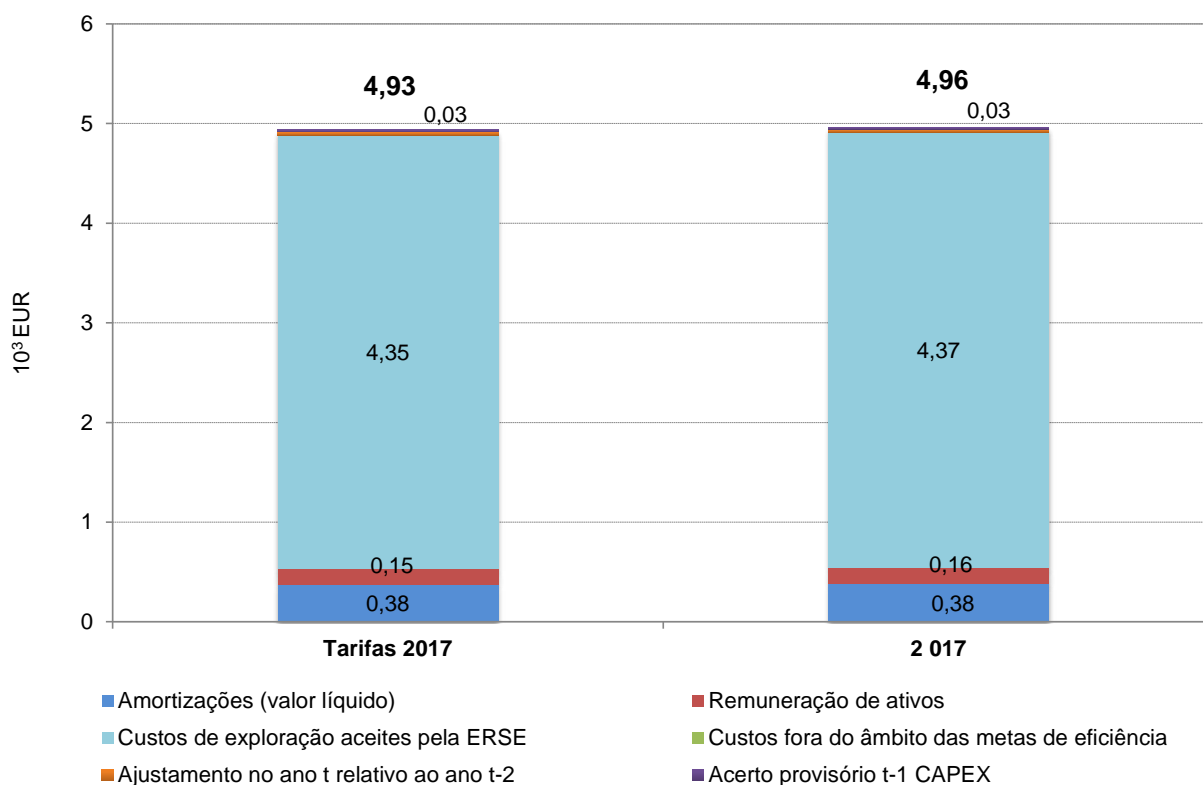
<sup>67</sup> Um ajustamento negativo (positivo) significa um montante a recuperar (devolver) pela empresa.

Quadro 4-136 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2017	Tarifas 2017	Diferença 2017 - Tarifas 2017	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]</b>	<b>56</b>	<b>55</b>	<b>1</b>	<b>2,3%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	38	38	1	1,8%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	238	237	1	0,6%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,68%	6,48%	0,21 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	2	2	0	-
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e)' (f)]</b>	<b>436</b>	<b>435</b>	<b>1</b>	<b>0,3%</b>
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	217	217	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	219	218	1	0,5%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,71742	0,71742	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	305	304	2	0,5%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	0	#DIV/0!
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-3	-3	0	0,0%
<b>5 = 1+2+3-4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>496</b>	<b>493</b>	<b>2</b>	<b>0,5%</b>
<b>6</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>244</b>			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	238			
8	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em MT	0			
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,605%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,322%			
<b>11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9)/100] + [1+(10)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-13</b>			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	1			
<b>13 = 11 - 12</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-13</b>			
<b>14</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]</b>	<b>506</b>	<b>495</b>	<b>11</b>	<b>2,3%</b>
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	346	340	6	1,8%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 142	2 130	12	0,6%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	6,68%	6,48%	0,21 p.p.	-
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	17	17	0	-
<b>15</b>	<b>Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(j) + (k)' (l)]</b>	<b>3 934</b>	<b>3 919</b>	<b>15</b>	<b>0,4%</b>
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	1 959	1 959	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	1 975	1 960	15	0,8%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,014376	0,014376	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	137 373	136 330	1 043	0,8%
16	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	0	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-28	-28	0	-
<b>18</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>4 468</b>	<b>4 442</b>	<b>26</b>	<b>0,6%</b>
<b>19</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>2 503</b>			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1 863			
21	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em BT	0			
22	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,605%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,322%			
<b>24 = (19 - 18 + 20 + 21) * [1+(22)/100] + [1+(23)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-103</b>			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	5			
<b>26 = 24 - 25</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-99</b>			
<b>27 = 13 + 26</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2</b>	<b>-111</b>			

Na Figura 4-36 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE previstos em tarifas de 2017 e ocorridos nesse ano.

Figura 4-36 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



#### Número médio de clientes

O quadro infra apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2017 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-137 - Número médio de clientes

	2017	Tarifas 2017	Desvio (2017-Tarifas 2017)	
			Valor	%
Cientes MT	305	304	2	0,5%
Cientes BT	137 373	136 330	1 043	0,8%
<b>TOTAL</b>	<b>137 679</b>	<b>136 634</b>	<b>1 045</b>	<b>0,8%</b>

### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2016 foi de 6,48% para a atividade de Comercialização de Energia Elétrica. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 6,68%.

### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2018

Os proveitos permitidos de 2019 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2018, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2018. O valor total a devolver à empresa decorre, em parte, do ligeiro acréscimo verificado no valor médio dos ativos fixos, que compensa a diminuição da taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2019 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-138.

Quadro 4-138 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2018	2018 em 2018	Tarifas 2019
<b>MT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	39	41	
2	Valor médio dos ativos fixos	230	235	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,75%	5,42%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	52	53	
B=A (T2018) - A (2018 em 2018)	Ajustamento sem juros			1
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,322%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			1
<b>BT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	349	366	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 069	2 114	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,75%	5,42%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	468	480	
B=A (T2018) - A (2018 em 2018)	Ajustamento sem juros			13
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,322%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			13



#### 4.7.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2019

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2019 é apresentado no Quadro 4-139. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2019.

**Quadro 4-139 - Proveitos permitidos da EEM**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Varição (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 349	143 315	28,7%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 504	45 675	-13,0%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 128	5 307	3,5%
<b>Proveitos permitidos da EEM</b>	<b>168 981</b>	<b>194 296</b>	<b>15,0%</b>

Os proveitos permitidos da EEM para 2019 apresentam um aumento na ordem dos 15% face aos valores de 2018. Para este aumento contribuiu principalmente a atividade AGS (29%), que compensou a diminuição observada na DEE (-13%).

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2 (cerca de 16 milhões a favor da empresa), os proveitos permitidos da EEM apresentam um aumento de cerca de 2% (quadro infra). Excluindo o efeito do ajustamento, a atividade de AGS apresenta um aumento 4% e a atividade de DEE apresenta um decréscimo, na ordem dos 1%, entre os valores de Tarifas 2019 e tarifas 2018. Salienta-se que a partir do ano de 2017, os valores relativos aos direitos de passagem devidos pela EEM aos municípios da RAM já se encontram contemplados nas tarifas, pelo que o desvio originado por este efeito o ano passado não se observa este ano.

Registe-se ainda que a ERSE reitera que não acede, nem pode aceder, à pretensão da EEM em ver repercutidos tarifariamente através do SEN os custos incorridos com taxas de ocupação do domínio público municipal cobradas entre 2006 e 2015 porquanto, contrariamente ao que sucedeu “a partir de 2016, inclusive”, por força da opção legislativa tomada através da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2016, tal não tinha cabimento legal.

Tal decisão, como sustentado no processo judicial movido pela EEM contra a ERSE, não encerra em si mesma qualquer discriminação ou injustiça uma vez que o sistema elétrico da Madeira assume diferenças substanciais face ao do Continente, que justificam aquele tratamento.

Noutro campo, assinala-se que a EEM transmite entender que “jamais poderia a lei vir dispor retroativamente sobre o cálculo de direitos de passagem já cobrados e liquidados no passado”, o que parecer contrastar com pretensão inerente à iniciativa legislativa da Assembleia Legislativa da Região Autónoma da Madeira inscrita na sua Resolução n.º 36/2018/M.

**Quadro 4-140 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Varição (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	123 101	127 782	3,8%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 606	45 002	-1,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 135	5 195	1,2%
<b>Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)</b>	<b>173 842</b>	<b>177 979</b>	<b>2,4%</b>

O Quadro 4-141 sintetiza a informação por atividade regulada, permitindo analisar o efeito global dos ajustamentos de t-2 e t-1, nomeadamente comparar os valores dos proveitos permitidos fixados em tarifas 2017, com os proveitos recuperados em 2017 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2017 e com os proveitos de 2017 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2019.

O ajustamento a recuperar pela EEM em 2019 relativamente aos anos de 2017 e 2018, atualizado para 2019, será de cerca de 16 milhões de euros<sup>68</sup>.

<sup>68</sup> Um ajustamento negativo (positivo) significa um montante a recuperar (devolver) pela empresa.

Quadro 4-141 – Ajustamento da EEM em 2017

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2016 (Tarifas 2017)	Proveitos recuperados em t-2 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2017, definidos em 2018	Convergência Tarifária de t-2	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Desvio	Ajustamento a repercutir em t	Anulação do desvio de custo com capital de t-1	Ajustamento de t-2 a repercutir em t, corrigido do desvio do custo com capital
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6)	(8) = (7) * (1+++spread)/(1+++spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	84 154	97 681	96 437	-15 928	0	-2	-14 687	-14 823	-709	-15 533
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	45 978	29 256	45 182	15 550	0		-376	-380	-293	-673
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	4 935	2 748	4 964	2 101	0		-115	-116	5	-111
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>135 068</b>	<b>129 685</b>	<b>146 583</b>	<b>1 722</b>	<b>0</b>	<b>-2</b>	<b>-15 178</b>	<b>-15 319</b>	<b>-997</b>	<b>-16 316</b>

#### 4.7.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 4-142 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2018 e 2019. É também apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

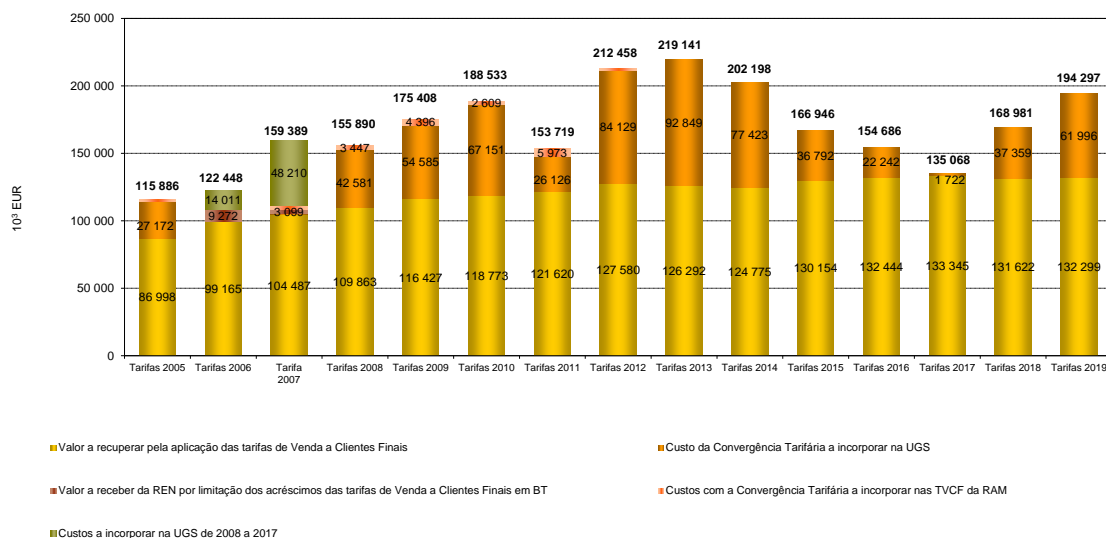
**Quadro 4-142 - Custo com a convergência tarifária na RAM**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2018	Tarifas 2019
<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>9 168</b>	<b>40 173</b>
Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 349	143 315
Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	102 180	103 141
Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de AGS da RAM	0	0
<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>26 114</b>	<b>20 084</b>
Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 504	45 675
Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	26 390	25 591
Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de DEE da RAM	0	0
<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>2 077</b>	<b>1 739</b>
Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 128	5 307
Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	3 051	3 567
Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de CEE da RAM	0	0
<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>37 359</b>	<b>61 996</b>

A Figura 4-37 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

Figura 4-37 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2019 registou um aumento significativo face a Tarifas 2018. Esta evolução reflete, por um lado, o aumento do preço do petróleo e dos seus derivados nos mercados internacionais, responsável, em grande medida, pelo aumento verificado ao nível dos proveitos permitidos da EEM para 2018, e por outro lado a inversão do sinal do ajustamento de t-2 da atividade aquisição de energia elétrica e gestão do sistema.



## 5 ANÁLISES COMPLEMENTARES

### 5.1 PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

#### 5.1.1 ENQUADRAMENTO

O normativo legal associado ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) pressupõe o *unbundling* das diversas atividades da rede deste sistema face às restantes. Apesar das atividades do SEN beneficiarem, de um modo geral, de fortes economias de escala, o que justificaria, à partida, a fusão de empresas ao longo da cadeia de valor do SEN, este contexto legal e organizacional justifica que várias atividades deste sistema sejam desenvolvidas por diferentes empresas, incrementando o número de operadores no setor elétrico. A complexidade regulatória das atividades do SEN sujeitas a regulação gerada pela pluralidade de operadores é incrementada pelo facto dos diferentes operadores estarem integrados em grupos económicos e puderem incluir na sua estrutura de negócio atividades não reguladas.

Adicionalmente, estes grupos económicos têm desenvolvido processos de reestruturação, que têm conduzido à criação de estruturas organizacionais formadas por empresa localizadas nas atividades operacionais do *core business* do grupo e por empresas que desenvolvem atividades de suporte, acessórias e complementares às áreas de negócio principais. Esta opção é justificada pelas óticas de especialização e racionalização das atividades e dos recursos por forma a potenciar ganhos económicos do grupo através do aproveitamento de sinergias. Este processo decorre do objetivo de diversificação e desenvolvimento de novas áreas de negócios e da presença de *know-how*, recursos e infraestruturas internas que sustentam essas opções de expansão das empresas.

Estes procedimentos de gestão criam um emaranhado de relações/operações entre as empresas reguladas e empresas não reguladas, potenciando a existência de subsidialidades cruzadas entre essas atividades em desfavor dos consumidores, o que, por sua vez, justifica uma maior vigilância do regulador sobre os fluxos económicos entre atividades.

Estes processos têm adensado a complexidade regulatória das atividades do SEN sujeitas a regulação e, conseqüentemente, levado a ERSE a obter informação mais detalhada sobre essas atividades. A existência de empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas nos diversos grupos empresariais do setor energético implicou o início da análise e monitorização das operações intragrupo consubstanciada na análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT).

O DFPT decorre de uma obrigação documental emanada da Autoridade Fiscal e que consiste num processo de documentação fiscal relativa aos preços de transferência nas operações intragrupo, isto é, entre entidades relacionadas. Esta obrigação ocorre desde o ano de 2002 para as empresas que tenham atingido um valor anual de vendas líquidas e outros rendimentos superiores a 3 milhões de euros.

Este processo documental constitui, para a ERSE, uma importante ferramenta de monitorização das operações intragrupo das empresas reguladas do setor elétrico. Neste sentido, desde 2013 que a ERSE procede, de forma contínua, à análise dos DFPT das empresas reguladas e introduziu no RT o pedido de documentação de preços transferência dos diversos operadores regulados do setor elétrico abrangidos pela legislação nacional aplicável. Neste sentido, REN, SA; REN Trading, SA; EDP Distribuição, SA; EDP Serviço Universal, SA; EDA, SA e EEM, SA devem submeter à ERSE este processo documental atualizado.

Com base na informação solicitada, a ERSE pretende analisar potenciais situações de subsidiação 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).

#### 5.1.2 IMPACTE DA ANÁLISE AOS PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA EM TARIFAS 2019

De acordo com o apresentado nos documentos “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico” e “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, as análises efetuadas à documentação de preços de transferência (em particular, de 2013 e 2014) revelaram ser necessário aprofundar as análises realizadas no caso das empresas pertencentes aos grupos EDP e REN. Neste sentido, dado o elevado grau de complexidade das estruturas organizativas destes grupos económicos, realizaram-se durante os anos de 2015 e 2016 duas auditorias que visaram analisar com maior detalhe as operações intragrupo que ocorrem de forma recorrente na esfera de atuação destes dois grupos económicos. As conclusões e as recomendações apresentadas pelos auditores findo estes processos conduziram a ajustamentos, incorporadas na base de custos definida para o atual período regulatório das empresas EDA, EDP D e REN. 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 2018 a 2020.

Complementarmente, também ocorreu a análise à documentação de preços de transferência referente ao ano de 2015 das empresas do setor elétrico e encontra-se em curso a análise da documentação de 2016 e 2017. A análise deste último revela-se particularmente significativa por constituir, potencialmente, o primeiro exercício económico onde se poderá começar a observar os eventuais impactes das recomendações dos auditores supra referidas, caso as empresas as tenham considerado.

## 5.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

### 5.2.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 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.

No seguimento da imposição legal supra referida, a ERSE implementou, desde 2013, um processo anual de recolha de informação sobre a atividade de comercialização através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás natural. O incremento do número de comercializadores de energia elétrica e de gás natural tem sido um aspeto relevante nesta atividade, em particular, no regime de mercado. Estes novos operadores tendem a apresentar um menor domínio da terminologia e conceitos associados ao processo regulatório das diferentes atividades da cadeia de valor da energia elétrica e gás natural. Esse facto tem levado a ERSE, aquando do processo de submissão dos questionários, a desenvolver diversas interações de clarificação do procedimento de reporte da informação relativa à atividade de comercialização junto dos diferentes participantes neste questionário. Esta atuação justifica-se com objetivo de obter uma garantia da fiabilidade da informação recebida de forma a atestar que os valores reportados se referem exclusivamente à atividade de comercialização. Por exemplo, alguns operadores, nos seus procedimentos internos, incorporam nos custos operacionais relacionados com a atividade de comercialização os custos de acesso às redes e os custos de aquisição de energia.

A publicação anual de custos de referência para a atividade de comercialização justifica o processo anual de recolha de informação supra referido que permite obter uma atualização da informação sobre a atividade de comercialização de energia e construir uma base de dados que possibilita aferir a dinâmica

desta própria atividade. Neste sentido, em 2018, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2017, bem como, solicitou o preenchimento do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2017. Neste processo foram inquiridos um universo de 43 comercializadores (mais 2 relativamente a 2016<sup>69</sup>), tendo-se obtido 37 respostas (incluindo 4 respostas de comercializadores a comunicarem que ainda não tinham concretizado o início da atividade operacional). À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressaltar que os dados dos inquiridos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial. A figura seguinte identifica as empresas e/ou os grupos económicos que efetivaram uma resposta ao questionário e/ou procederem à divulgação de informação relativa ao ano de 2017 no contexto do referido questionário.

Figura 5-1 – Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



<sup>69</sup> Neste processo deve-se considerar a existência da saída de comercializadores do mercado, bem como, a entrada de novos.

Os dados obtidos das 33 respostas recebidas relativamente à caracterização da atividade comercialização no ano de 2017 forma integradas na base dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Esta base de dados incorpora a informação económica e física sobre atividade de comercialização de energia elétrica e gás natural desde o ano de 2009. Contudo, conforme referido no documento de “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, apenas a partir de 2013 os dados apresentam maior consistência para efeitos de comparação entre empresas, pelo que as análises que a ERSE tem vindo a efetuar anualmente têm apenas considerado os dados a partir deste ano. O presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2013 a 2017, resultando numa amostra inicial de 135 observações.

Da análise prévia da amostra observou-se empresas que se apresentavam numa fase embrionária da sua atividade e/ou elevada especificidade da sua atividade operacional (por exemplo, centralização no fornecimento de clientes industriais). Estas especificidades criam significativos enviesamentos nos resultados e o surgimento de observações *outliers* ao nível dos custos unitários apresentados. Neste sentido, optou-se, nesta fase, pela aplicação da metodologia do *Filtro de Tukey* para se proceder à eliminação destas observações. A aplicação desta metodologia resultou numa amostra de 106 observações.

Não é por demais salientar que a presente análise, que atualiza a análise efetuada no ano anterior, foi efetuada no decurso de um período regulatório, pelo que tem um carácter informativo. Pelo contrário, a análise efetuada em 2017 permitiu sustentar a definição dos parâmetros da atividade de comercialização e, consequentemente, os proveitos permitidos dessa atividade, para o período compreendido entre 2018 e 2020.

### 5.2.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A organização do setor da energia elétrica tem sofrido significativas mutações nas últimas décadas. Entre outras razões, observa-se em diversos países que as *utilities* elétricas deixaram de ser entendidas como monopólios naturais verticalmente integrados e de propriedade estatal. Desta forma, nesses países tem ocorrido um processo de *unbundling* das diversas atividades do setor: produção, transporte e distribuição e privatização dos mesmos (Galetovic e Muñoz, 2011). Este processo de reestruturação também chegou à atividade de comercialização onde se tem observado a introdução do fator competição no mercado retalhista do setor elétrico e gás natural em diversos países. No caso dos países da União Europeia tem sido um processo mandatado pelas diversas Diretivas Europeias (McDaniel e Groothuis, 2012). Neste sentido,

tanto a nível europeu, como no caso português em concreto, tem ocorrido um processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de energia elétrica e gás natural. Concomitantemente, têm começado a surgir comercializadores com diferentes perfis, quer no que respeita à sua escala, quer em relação às condições de laboração.

Este crescimento do número de comercializadores significará a existência de uma diversidade de perfis de empresas participantes no segmento liberalizado da atividade de comercialização de energia elétrica. Esta diversidade significa ser expectável que as diferentes empresas apresentem estruturas de custos diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, a localização e a dispersão da atividade, perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, etc., tal como referido no documento “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” de junho de 2016.

O Quadro 5-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (do ano 2013 a 2017) considerando três indicadores: número de clientes, custos totais operacionais da atividade de exploração e o custo operacional unitário por cliente. Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 5-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2017

Clientes			Custo Total			Custo Unitário por Cliente		
Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores
1%	176	152	1%	20 982	19 983,95 €	1%	15,54 €	15,47951
5%	900	488	5%	56 595	34 242,42 €	5%	18,20 €	16,32708
10%	2 437	671	10%	78 301	41 686,33 €	10%	20,75 €	16,79034
25%	7 643	723	25%	361 909	55 539,76 €	25%	30,40 €	16,88582
50%	63 213	<b>Maiores</b>	50%	2 634 498	<b>Maiores</b>	50%	37,10 €	<b>Maiores</b>
75%	153 890	3 163 481	75%	7 215 264	92 373 616 €	75%	58,57 €	280,6976
90%	547 028	3 462 983	90%	27 696 737	105 269 032 €	90%	140,73 €	293,8806
95%	2 538 819	3 898 258	95%	64 904 816	124 754 168 €	95%	225,77 €	333,5477
99%	3 904 355	4 101 497	99%	124 862 468	128 364 152 €	99%	336,21 €	422,1369
<b>Média</b>	303 001	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	10 020 730	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	62,80 €	<b>Observações</b>
<b>Desvio Padrão</b>	774 794	106	<b>Desvio Padrão</b>	22 911 934	106	<b>Desvio Padrão</b>	68,64 €	106

Fonte: ERSE

Deste modo, na presente secção procura-se analisar a diversidade de perfis na atividade de comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e de gás natural. Para efeitos de análise dos diferentes perfis de consumo, foram tidas em conta as seguintes características diferenciadoras, em linha com o já referido anteriormente:

- ✓ **Dimensão** – medida pelo número de clientes reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2017;
- ✓ **Segmento de negócio** – atividade só no setor do gás natural; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores;
- ✓ **Enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada;
- ✓ **Inserção em grupos empresariais.**

## DIMENSÃO

De acordo com a literatura económica é expectável que empresas de maior dimensão (por exemplo, em termos de número de clientes ou volume de negócios) beneficiem de economias de escala (Lehto, 2011)<sup>70</sup>. A atividade de comercialização de energia em Portugal é desenvolvida por empresas com características muito diferentes em termos da sua dimensão medida pelo número de clientes conforme se pode observar no Quadro 5-1. Dada a heterogeneidade observada ao nível da dimensão dos comercializadores medida pelo número de clientes, à semelhança no ocorrido na análise efetuada em 2017 para o setor elétrico e publicada no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, aplicou-se uma metodologia econométrica de análise de *clusters* para a obtenção de grupos ou classes de dimensão homogéneas dos diferentes comercializadores. Recorde-se que esta metodologia constitui um procedimento econométrico que permite constituir grupos homogéneos, recorrendo a um conjunto de variáveis, a partir de uma amostra de indivíduos ou entidades heterogéneas. O resultado final do agrupamento deve permitir que objetos pertencentes a um dado grupo sejam similares ou relacionados e distintos ou não relacionados com os objetos incluídos noutros grupos.

Esta metodologia pode ser dividida em dois grandes métodos: métodos hierárquicos e métodos de otimização da partição ou não hierárquicos (Everitt e al, 2011). Na presente análise utilizou-se o método de classificação por via da otimização, em particular, uma variante ao algoritmo *K-means*. A utilização deste algoritmo justifica-se por ser um método adequado às características da amostra e ser amplamente utilizado dada a estabilidade de soluções que fornece de acordo com Everitt e al, 2011. A variante utilizada foi o *K-medians*. Este procedimento segue basicamente a mesma lógica e procedimento do *K-means* mas permite evitar o possível efeito de valores extremos sobre a solução de *cluster* final (Mooi et al, 2018). Esta opção

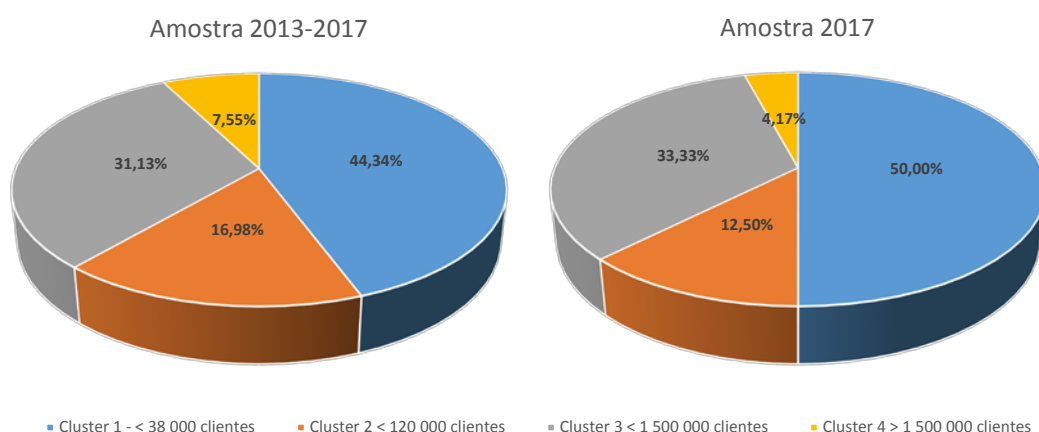
---

<sup>70</sup> E. Lehto (2011), “Electricity prices in the Finnish retail market”, *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

está relacionada com a heterogeneidade muito elevada do número de clientes apresentados por cada empresa da amostra.

A Figura 5-2 apresenta a caracterização, em termos do número de clientes, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia supra referida

Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

A figura seguinte apresenta a análise descritiva dos diferentes *clusters* considerando três indicadores: número de clientes, custos operacionais e custos unitários. Da análise dos resultados é de realçar a existência de uma relação inversa entre a dimensão e o custo unitário. Este resultado parece justificar a existência de economias de escala.

Quadro 5-2 – Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1 < 38 000 clientes	Cluster 2 < 120 000 clientes	Cluster 3 < 1 500 000 clientes	Cluster 4 > 1 500 000 clientes
<b>Clientes</b>	<i>Média</i>	7 747	68 133	248 164	2 792 264
	<i>Desvio Padrão</i>	6 883	20 354	224 335	1 017 836
	<i>Mínimo</i>	152	38 316	121 836	1 511 575
	<i>Máximo</i>	33 845	103 624	1 289 929	4 101 497
<b>Custos Operacionais</b>	<i>Média</i>	422 754,16 €	4 067 592,75 €	10 300 402,00 €	78 649 752,00 €
	<i>Desvio Padrão</i>	379 644,56 €	3 216 526,50 €	7 758 157,00 €	39 437 324,00 €
	<i>Mínimo</i>	19 983,95 €	819 364,94 €	3 722 717,00 €	28 878 202,00 €
	<i>Máximo</i>	1 439 258,13 €	11 514 287,00 €	31 272 124,00 €	128 364 152,00 €
<b>Custo Unitário</b>	<i>Média</i>	82,55 €	56,92 €	46,30 €	28,01 €
	<i>Desvio Padrão</i>	95,22 €	35,95 €	26,21 €	9,95 €
	<i>Mínimo</i>	18,03 €	20,44 €	16,33 €	15,48 €
	<i>Máximo</i>	422,14 €	141,36 €	135,04 €	42,94 €

Fonte: ERSE

## SETOR DE ATIVIDADE

Na avaliação da atividade de comercialização de energia dever-se-á ter em consideração a existência de uma característica potencialmente diferenciadora dos comercializadores de energia e que diz respeito ao segmento de energia onde a empresa desenvolve a sua atividade. Concretamente, a amostra deste estudo contém empresas especializadas na atividade de comercialização de energia, eletricidade ou gás natural, e empresas a atuarem de forma conjunta nos dois segmentos. Neste sentido, à semelhança no referido em anteriores análises, espera-se que a atividade de comercialização nos dois segmentos permita a obtenção de economias de gama, proporcionadas particularmente pela utilização de recursos comuns (pessoal, balcões ou agentes de atendimento, etc.). Por outro lado, é ainda necessário ter em conta que o mercado de eletricidade é mais maduro do que o mercado do gás natural, pelo que algumas das empresas especializadas no segmento da eletricidade (sobretudo, as mais antigas) poderão obter vantagens de custos associadas à maior maturidade deste mercado comparativamente com o mercado de gás natural.

Para avaliar esta característica as empresas foram agrupadas nas três categorias seguintes:

- Empresas com atividade só no segmento da eletricidade;
- Empresas com atividade na eletricidade e gás natural;
- Empresas com atividade só no segmento de gás natural.

O Quadro 5-3 apresenta uma análise descritiva das três categorias supra indicadas recorrendo aos três indicadores analisados anteriormente no caso da dimensão. Os resultados, à semelhança dos obtidos em 2017, indicam que as empresas a atuar unicamente na comercialização de elétrica apresentam o custo médio por cliente mais elevado. Este resultado está a ser influenciado pelos novos comercializadores e de menor dimensão a integrarem este grupo. Os resultados parecem confirmar a existência de economias gama nas empresas que atuam, simultaneamente, no segmento elétrico e do gás natural. Contudo, deve-se referir que este grupo integra as empresas de mercado com maior dimensão, maturidade e inclusão em grandes grupos económicos.

Quadro 5-3 – Análise descritiva por Setor de Atividade

		Eletricidade	Gás Natural	Ambos
<b>Clientes</b>	<i>Média</i>	326 196	44 580	946 679
	<i>Desvio Padrão</i>	732 349	66 499	1 331 354
	<i>Mínimo</i>	152	1 911	90 706
	<i>Máximo</i>	3 163 481	349 211	4 101 497
<b>Custos Operacionais</b>	<i>Média</i>	7 972 838,50 €	1 736 590,75 €	34 642 848,00 €
	<i>Desvio Padrão</i>	11 482 559,00 €	2 440 580,00 €	41 754 412,00 €
	<i>Mínimo</i>	19 983,95 €	55 539,76 €	1 854 294,63 €
	<i>Máximo</i>	48 969 128,00 €	12 305 063,00 €	128 364 152,00 €
<b>Custo Unitário</b>	<i>Média</i>	93,14 €	52,35 €	46,79 €
	<i>Desvio Padrão</i>	92,55 €	59,51 €	32,25 €
	<i>Mínimo</i>	15,48 €	18,03 €	16,33 €
	<i>Máximo</i>	422,14 €	293,88 €	135,04 €

Fonte: ERSE

**ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO**

Na atividade de comercialização de energia elétrica e gás natural coexistem dois regimes de mercado originando dois tipos de comercializadores: mercado regulado e o mercado liberalizado. No primeiro, as empresas atuam na qualidade de comercializador de último recurso e têm que cumprir um conjunto de obrigações de serviço público como, por exemplo, a prestação universal do fornecimento de energia (elétrica ou gás natural). No mercado regulado os preços são fixados anualmente pela ERSE e a licença de comercializador de último recurso é apenas atribuída a um operador por área de concessão. No mercado liberalizado o preço é definido livremente por cada comercializador em ambiente concorrencial e coexistem inúmeros operadores na mesma área geográfica. O processo de extinção gradual das tarifas reguladas tem levado à transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. Neste último, em função do processo de liberalização da atividade de comercialização de energia, encontramos as empresas mais recentes e, conseqüentemente, de menor dimensão, enquanto no mercado regulado operam as empresas mais maduras. Naturalmente estes fatores influem nas características da atividade operacional de cada comercializador. Assim, os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras apresentam custos médios unitários muito mais baixos e um menor número de clientes médio.



Quadro 5-4 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório

		Regulada	Não Regulada
<b>Clientes</b>	<i>Média</i>	171 959	547 375
	<i>Desvio Padrão</i>	500 371	1 095 607
	<i>Mínimo</i>	1 911	152
	<i>Máximo</i>	3 163 481	4 101 497
<b>Custos Operacionais</b>	<i>Média</i>	4 216 730,50 €	20 844 406,00 €
	<i>Desvio Padrão</i>	8 235 154,50 €	35 108 884,00 €
	<i>Mínimo</i>	55 539,76 €	19 983,95 €
	<i>Máximo</i>	48 969 128,00 €	128 364 152,00 €
<b>Custo Unitário</b>	<i>Média</i>	49,51 €	87,57 €
	<i>Desvio Padrão</i>	53,82 €	86,20 €
	<i>Mínimo</i>	15,48 €	16,33 €
	<i>Máximo</i>	293,88 €	422,14 €

Fonte: ERSE

#### INSERÇÃO EM GRUPO ECONÓMICO

A reestruturação ocorrida no setor energético que se iniciou na década de 70 originou a existência de *Utilities* deste setor de grandes dimensões e integradas em grandes grupos económicos. O posterior processo de *unbundling* e liberalização das diferentes atividades da cadeia de valor do setor originou o aparecimento de dois tipos de novas empresas. Novas empresas criadas por estes grupos económicos em resposta a imposição legal do *unbundling* e novas empresas entrantes resultantes do processo de liberalização. Estar, ou não, integrado num grupo económico pode constituir um fator de determinação das características da atividade operacional e no perfil de cada comercializador. À partida, se existirem importantes sinergias dentro dos grupos económicos, é de esperar que as empresas inseridas em grupos económicos apresentem, em média, custos mais baixos. A inserção num grupo económico pode permitir a disponibilidade de meios para efetuarem uma maior atuação geográfica e obter uma maior dimensão. Para analisar esta característica, as empresas foram separadas em duas categorias consoante estão, ou não, integradas num grupo económico. O Quadro 5-5 apresenta os resultados obtidos que confirmam a expectativa, à semelhança do ocorrido em 2017, das empresas inseridas em grupos económicos apresentarem menores custos unitários e uma maior dimensão em termos de números de clientes pelas razões supra referidas.

Quadro 5-5 – Análise descritiva relativamente à Inserção em Grupo Económico

		Individual	Grupo Económico
<b>Clientes</b>	<i>Média</i>	51 913	388 815
	<i>Desvio Padrão</i>	61 214	886 154
	<i>Mínimo</i>	152	1 911
	<i>Máximo</i>	137 679	4 101 497
<b>Custos Operacionais</b>	<i>Média</i>	2 532 800,00 €	12 579 896,00 €
	<i>Desvio Padrão</i>	2 805 835,00 €	26 167 474,00 €
	<i>Mínimo</i>	19 983,95 €	55 539,76 €
	<i>Máximo</i>	7 207 349,00 €	128 364 152,00 €
<b>Custo Unitário</b>	<i>Média</i>	92,18 €	52,75 €
	<i>Desvio Padrão</i>	94,64 €	54,91 €
	<i>Mínimo</i>	34,27 €	15,48 €
	<i>Máximo</i>	422,14 €	293,88 €

Fonte: ERSE

Pelo apresentado neste ponto, conclui-se que a dimensão continua a apresentar-se como um fator determinante da *performance* económica das empresas, medida pelo seu nível de custos de exploração por cliente. Mantêm-se também como válidas as conclusões obtidas em análises anteriores e novamente comprovadas com a presente análise que os restantes fatores analisados, como sejam a atividade, o enquadramento regulatório e a inserção em grupo económico, continuam bastante correlacionados com a dimensão das empresas. Todavia, esses fatores são correlacionados entre si<sup>71</sup>, pelo que não poderão ser analisados separadamente.

Desta forma, este fator constituiu, neste contexto, a principal característica diferenciadora tida em conta na análise efetuada de suporte à definição dos custos de referência, que de seguida se apresenta.

### 5.2.1 METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

Dada a diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de energia elétrica, a definição de custos de referência para este sector requer que a metodologia de cálculo seja devidamente fundamentada. A ERSE realizou esta fundamentação teórica nos anteriores documentos de

<sup>71</sup> Existe uma relação clara, por exemplo, entre a inserção num grupo económico e a dimensão.

definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás natural<sup>72</sup>.

Recorde-se que a fundamentação teórica microeconómica de suporte à definição dos custos de referência para a atividade de comercialização tem sido suportado nas funções de custo de curto prazo. Face ao exposto, à semelhança dos processos realizados nos anos anteriores desenvolveram-se as seguintes etapas para efeitos de elaboração dos custos de referência para a atividade de Comercialização de eletricidade em Portugal para o ano de 2019:

4. Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE
5. Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica [indutor de custo (*output*) e *inputs*]
6. Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão
7. Matriz de custos médios de referência para a comercialização de eletricidade

Como explicitado anteriormente, na primeira fase a ERSE elaborou um questionário com o objetivo de recolher um conjunto de informação de diversa natureza sobre os comercializadores. Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação e aplicação da metodologia econométrica adotada para definição do custo de referência para a atividade de comercialização. Estes pontos são de seguida analisados.

#### 5.2.1.1 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

Do ponto de vista genérico, a função objetivo considerada na metodologia não paramétrica é a de minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*.

#### INPUTS

Na construção dos inquéritos e posterior submissão às empresas houve o propósito das empresas identificarem e desagregarem os custos de exploração em diversas categorias, variáveis e fixos, e dentro de cada uma destas categorias, a componente direta e indireta.

---

<sup>72</sup> Ver os documentos “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017”, “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” e “Parâmetros de Regulação para o Período de 2018-2020”.

O objetivo foi a obtenção da desagregação dos custos de exploração por um conjunto de categorias que permitissem caracterizar de uma forma mais precisa as especificidades de cada empresa e, deste modo, identificar a relação dessa especificidade com o nível de custos operacionais, de forma a definir da forma mais adequada quanto possível o perfil de cada empresa. Em 2018, à semelhança do ocorrido nos anos anteriores, apesar do reforço dos esforços desenvolvidos ao longo dos últimos anos, observaram-se dificuldades e divergências de percepção, entre os intervenientes, sobre o significado de cada categoria, com impacto na forma como os custos operacionais foram considerados para a atividade de comercialização e repartidos pelas diferentes categorias nas respostas dadas aos inquéritos.

Face ao exposto, a ERSE decidiu continuar a considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões, por esta rubrica apresentar uma grande volatilidade ao longo do período e ser caracterizada por uma elevada discricionariedade, e as amortizações, por serem uma componente dos custos com capital (CAPEX). Os custos assim obtidos correspondem aos custos de exploração de cada empresa nos anos de 2013 a 2017, a preços constantes de 2018, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas.

## OUTPUTS

A análise dos dados revelaram como válidas as conclusões apresentadas no “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” relativamente à análise dos potenciais *outputs*. Neste sentido, considerou-se o número médio de clientes como o *output* mais adequado e representativo do nível de atividade dos comercializadores de energia. Consequentemente, para efeitos da presente análise, o custo médio ou custo unitário de um comercializador num determinado período refere-se ao rácio entre o custo de exploração e o número médio de clientes desse comercializador.

### 5.2.1.2 DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”

A definição dos níveis de eficiência dos comercializadores assentou na realização de *benchmarks*. Para a realização desses *benchmarks*, a ERSE tem ponderado as vantagens e as desvantagens dos diferentes tipos de metodologias existentes, designadamente metodologias não paramétricas e paramétricas.

O surgimento de novos *players* e o processo de inquirição anual por via do questionário tem permitido que a amostra de comercializadores utilizada nestes *benchmarks* tenha aumentado em termos do número de observações. Contudo, a necessidade que tem existido no tratamento dos dados associados a algumas empresas tem implicado, em sentido oposto, a redução do número de observações da amostra. Por

exemplo, na amostra observa-se a existência de empresas comercializadoras a atuarem em áreas geográficas distintas mas integradas no mesmo grupo económico e onde se verifica que a sua operacionalidade é realizada numa perspetiva centralizada a nível do grupo. Nestes casos, o tratamento individualizado destas empresas desvirtuaria e enviesaria uma análise econométrica e os resultados obtidos no âmbito da análise dos níveis de eficiência. Optou-se por realizar o tratamento dos dados destas empresas como uma única entidade. Adicionalmente, a amostra continua a ser bastante heterogénea por incluir empresas que se encontram em fases embrionárias (o processo de liberalização ainda não alcançou uma fase de maior maturidade e estabilidade) e, em sentido oposto, empresas reguladas que se encontram em *phasing out* da sua atividade. Estes fatores, entre outros, ainda não permitem que a amostra obtida assumas as características econométricas adequadas à aplicação de metodologias paramétricas, pelo que apenas continua a ser possível a utilização de metodologia não paramétrica, em particular, a análise DEA (*Data Envelopment Analysis*).

Face ao exposto, e à semelhança do ocorrido em 2017, o comercializador teórico eficiente é definido como sendo a empresa virtual, cujo custo médio é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2013 a 2017. Deste modo, o cálculo do custo médio da empresa teórica eficiente exige, em primeiro lugar, a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) ao nível de custos através da utilização da metodologia não paramétrica (análise DEA). Após a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) pela metodologia DEA, seleciona-se o custo médio mais baixo de entre essas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente.

Recorde-se que na metodologia DEA a eficiência é medida relativamente à fronteira eficiente de produção. Neste caso, as diferentes DMU (Decision Making Units) minimizam a utilização de input(s) para um dado nível de output. A determinação do nível de eficiência nesta metodologia pode ser efetuada, entre outros, recorrendo ao modelo de rendimentos constantes à escala (CRS) ou ao modelo de rendimentos variáveis à escala (VRS). De acordo com Hirschhausen, Cullmann e Kappeler (2006), a segunda abordagem apenas faz sentido no caso em que as empresas não são livres de decidir sobre a dimensão, sendo a primeira abordagem mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa.

Na metodologia DEA, a eficiência técnica global pode ser decomposta em duas componentes mutuamente exclusivas e não aditivas: a eficiência técnica pura e a eficiência de escala. A primeira é obtida estimando a fronteira de eficiência sob a assunção de VRS. Esta mede a eficiência técnica sem o efeito da eficiência de escala e puramente reflete a performance da gestão da empresa na organização dos inputs no processo produtivo. Desta forma, esta medida de eficiência pode ser utilizada para capturar a eficiência nos

“processos”. A eficiência de escala fornece a informação sobre a capacidade da gestão da empresa de escolher a dimensão ótima dos recursos utilizados (Kumar e Gulati, 2008, Rugiero, 2011, Umanath e Rajasekar, 2013)

Assim reconhece-se alguma complexidade no tratamento metodológico da problemática do fator dimensão das empresas em resultado do tipo de empresas consideradas na amostra. Face ao exposto, optou-se por efetuar o tratamento do fator dimensão das empresas através da aplicação da metodologia de análise de *cluster*, que permitirá constituir grupos de empresas de dimensão similar, com a posterior análise dos níveis de eficiência de cada grupo de empresas assumindo em cada grupo CRS (por o fator dimensão ter sido considerado no procedimento inicial).

#### 5.2.1.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados é realizada através do estudo dos comercializadores de gás natural e energia elétrica. Em relação à amostra inicial, conforme o anteriormente referido, verificou-se ser necessário realizar a análise de algumas empresas como estando inseridas num grupo económico, isto é, a entidade em análise passa a ser o grupo e não as empresas individualmente. Este procedimento permite produzir uma informação mais robusta, mais fidedigna do desempenho destas empresas e uma comparação mais apropriada com as restantes empresas, à semelhança do ocorrido no processo de definição dos parâmetros de regulação para o período de 2016-2017 a 2018-2019 no setor do gás natural, bem como, no processo de definição dos parâmetros de regulação para o período de 2018-2020 no setor elétrico. Neste sentido, nas análises seguintes as referidas empresas foram consideradas como uma única entidade, isto é, um grupo económico, definindo-se, desta forma, a amostra representativa.

Neste documento, à semelhança do que tem ocorrido desde o início da realização destas análise pela ERSE, a apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou a ambos. O motivo para esta opção prende-se ao facto de se continuar a considerar que a atividade de comercialização nos dois setores apresenta-se muito similar ao nível da caracterização da atividade operacional e dos indutores de custos, não sendo pertinente a realização da análise e da apresentação dos resultados para os dois setores em separado.

Importa igualmente voltar a referir que os resultados obtidos dependem fortemente das características do mercado. No entanto, não se tendo conseguido apurar relações diretas entre os fatores exógenos e os resultados, a leitura destes deverá ser efetuada com alguma cautela.

## AMOSTRA REPRESENTATIVA DE COMERCIALIZADORES DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL

A presente análise contempla comercializadores do setor elétrico e do gás natural operando em Portugal no período de 2013 até 2017. Deste modo, a amostra considerada contém um total de 66 observações. O Quadro 5-6 apresenta as estatísticas descritivas da amostra representativa.

Quadro 5-6 - Estatística descritivas

	<i>Média</i>	<i>Desvio Padrão</i>	<i>Mediana</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>	<i>Nível de confiança(95,0%)</i>
<b>Clientes</b>	486 637	947 243	136 602	152	4 101 497	232 861
<b>Custos Totais</b>	16 093 900 €	27 723 100 €	6 534 810 €	19 984 €	128 364 152 €	6 815 189 €
<b>Custos Unitários</b>	67,71 €	68,53 €	45,62 €	15,48 €	422,14 €	16,85 €

Fonte: ERSE

Para determinação dos níveis de eficiência técnica aplica-se a metodologia DEA, numa perspetiva *input oriented*, considerando como *output* o número médio de clientes e como *inputs* o nível de custos operacionais evidenciado por cada entidade. A Figura 5-3 apresenta o agrupamento nos quatro *clusters* resultantes da aplicação da metodologia de *clusters* com o objetivo de definir grupos de empresas com dimensão similar. Na figura também se apresenta os resultados da aplicação da metodologia DEA a cada um dos *clusters* definidos. Recorde-se que os resultados para os níveis de eficiência das empresas foram obtidos com a aplicação da metodologia DEA (na opção CRS) a cada grupo de empresas (*cluster*) de forma isolada. Posteriormente, conforme se pode observar na figura, as empresas de cada grupo foram ordenadas por ordem decrescente do seu nível eficiência para definição dos custos de referência de cada grupo.

Na definição dos custos de referência de cada grupo de empresas aplicou-se a seguinte metodologia: cada grupo (*cluster*) foi categorizado em três níveis de eficiência: o grupo mais eficiente corresponde às empresas com níveis de eficiência referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo grupo ou *cluster*. As restantes três categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100, respetivamente, dos níveis de eficiência relativa dos comercializadores incluídos no grupo ou *cluster*.

Os resultados apresentados na figura infra permitem observar uma forte correlação entre o nível do custo de eficiência e a dimensão das empresas ao verificar-se uma redução significativa dos custos de referência com o incremento da dimensão das empresas consideradas mais eficientes de cada grupo. Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão (1 e 2) são, respetivamente, os valores unitários de referência de 15,48 € e 16,89 € por cliente comparativamente aos

19,88€ e 35,65€ apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (3 e 4), respetivamente.

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor elétrico, observa-se que a EDP SU apresenta-se como a empresa mais eficiente no seu grupo de dimensão. Neste caso, apenas é expectável que ocorra uma melhoria do seu nível de eficiência pelo efeito do progresso tecnológico. A EDA e EEM apresentam menores níveis de eficiência comparativamente às empresas de dimensão similares. Contudo, esta *performance* pode ser justificada por outros fatores como por exemplo a insularidade associada a estas empresas. No caso da EDA, o fator da insularidade é agravado dado o número de ilhas incluídas na sua área de atuação. Contudo, quando analisada a evolução histórica observa-se uma tendência de melhoria do nível de eficiência apresentados por estas empresas.



Figura 5-3 - Análise DEA aplicada aos Clusters

DMU	Cluster	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo	
					Unitário de Referência	Percentil
EDP SU (PT 2014)	1	3 163 481	15,48 €	1,00	15,48 €	0-20
EDP SU (PT 2015)		2 125 324	16,79 €	0,92	23,59 €	20-50
Empresa / Grupo A 2015		3 462 983	30,40 €	0,51		
Empresa / Grupo A 2017		4 101 497	31,30 €	0,50	33,23 €	50-100
Empresa / Grupo A 2016		3 898 258	32,00 €	0,48		
Empresa / Grupo A 2014		2 538 819	36,38 €	0,43		
EDP SU (PT 2017)	2	1 289 929	16,89 €	1,00	16,89 €	0-20
EDP SU (PT 2016)		1 536 179	18,80 €	0,90	31,14 €	20-50
Empresa / Grupo B 2013		652 642	35,68 €	0,47		
Empresa / Grupo B 2014		454 508	38,93 €	0,43		
Empresa / Grupo A 2013		1 511 575	42,94 €	0,39	49,08 €	50-100
Empresa / Grupo D 2017		534 905	43,87 €	0,39		
Empresa / Grupo D 2015	548 029	51,40 €	0,33			
Empresa / Grupo D 2016	538 014	58,13 €	0,29			
Empresa / Grupo C 2015	3	280 419	19,61 €	1,00	19,88 €	0-20
Empresa / Grupo D 2013		259 447	20,15 €	0,97		
Empresa / Grupo C 2014		176 981	28,30 €	0,69	30,59 €	20-50
Empresa / Grupo C 2016		273 348	30,15 €	0,65		
Empresa / Grupo B 2016		285 014	31,48 €	0,62		
Empresa / Grupo B 2015		333 378	32,43 €	0,61		
Empresa / Grupo C 2017		264 135	33,13 €	0,59	66,29 €	50-100
Empresa / Grupo D 2014		389 248	33,79 €	0,58		
Empresa / Grupo B 2017		256 638	34,29 €	0,57		
Empresa / Grupo E 2015		178 691	56,35 €	0,35		
Empresa / Grupo E 2017		211 648	105,14 €	0,19		
Empresa / Grupo E 2016	173 283	135,05 €	0,15			
Empresa / Grupo C 2013	4	98 593	31,25 €	1,00	35,65 €	0-20
Empresa / Grupo E 2013		153 598	33,20 €	0,94		
EEM (PT 2017)		137 679	34,27 €	0,91		
Empresa / Grupo F 2013		145 544	36,54 €	0,86		
EEM (PT 2016)		136 852	36,76 €	0,85		
EEM (PT 2013)		136 570	37,26 €	0,84		
EEM (PT 2014)		136 541	37,74 €	0,83		
EEM (PT 2015)		136 634	38,17 €	0,82		
Empresa / Grupo H 2013		19 660	38,70 €	0,81	48,54 €	20-50
Empresa / Grupo E 2013		154 128	39,97 €	0,78		
Empresa / Grupo I 2016		488	40,95 €	0,76		
Empresa / Grupo H 2016		8 509	44,53 €	0,70		
Empresa / Grupo F 2014		84 984	46,70 €	0,67		
Empresa / Grupo H 2017		7 643	46,79 €	0,67		
Empresa / Grupo H 2015		10 051	47,81 €	0,65		
Empresa / Grupo F 2015		62 988	53,19 €	0,59		
Empresa / Grupo H 2014		13 599	55,53 €	0,56		
EDA (PT 2017)		124 136	55,75 €	0,56		
EDA (PT 2016)		123 283	56,04 €	0,56		
EDA (PT 2015)		122 707	56,56 €	0,55		
EDA (PT 2013)		121 836	57,01 €	0,55	128,63 €	50-100
EDA (PT 2014)		122 128	59,01 €	0,53		
Empresa / Grupo F 2016		51 227	61,08 €	0,51		
Empresa / Grupo I 2017		671	62,13 €	0,50		
Empresa / Grupo J 2015		5 089	62,71 €	0,50		
Empresa / Grupo F 2017		44 526	64,43 €	0,49		
Empresa / Grupo K 2017		9 759	72,32 €	0,43		
Empresa / Grupo G 2017		1 183	74,75 €	0,42		
Empresa / Grupo L 2015		723	79,98 €	0,39		
Empresa / Grupo M 2015		91 455	104,37 €	0,30		
Empresa / Grupo K 2015		8 245	109,87 €	0,28		
Empresa / Grupo K 2016		9 851	110,76 €	0,28		
Empresa / Grupo M 2016	103 624	111,12 €	0,28			
Empresa / Grupo M 2013	63 438	113,86 €	0,27			
Empresa / Grupo M 2017	153 651	114,30 €	0,27			
Empresa / Grupo M 2014	70 287	141,36 €	0,22			
Empresa / Grupo N 2015	2 559	192,56 €	0,16			
Empresa / Grupo O 2015	152	225,28 €	0,14			
Empresa / Grupo P 2017	4 315	333,55 €	0,09			
Empresa / Grupo R 2017	778	422,14 €	0,07			

Fonte: ERSE

## 5.3 AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES DO CUR

### 5.3.1 ENQUADRAMENTO

O Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, desenvolve as bases gerais instituídas pelo Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade do Sistema Elétrico Nacional.

Neste sentido, o Decreto-Lei n.º 215-B/2012 atribui à ERSE a responsabilidade de elaboração de um relatório anual indicando os preços recomendados para o fornecimento de energia elétrica em BT, o qual de acordo com o número 8, do artigo 50.º, do referido diploma, resulta do somatório das tarifas de acesso, com os custos de referência da atividade de comercialização e dos custos médios de referência para as aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR. Os custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica são determinados de acordo com o mecanismo de aprovisionamento eficiente de energia elétrica por parte do comercializador de último recurso previsto no Regulamento Tarifário, referido no n.º 3 do artigo 97.º deste regulamento, conforme definido no número 10, do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012.

Este trabalho, iniciado no processo de cálculo tarifário para 2014, no âmbito do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, pretende obter um conhecimento mais aprofundado sobre a atividade de aquisição de energia elétrica e mercado, no que se refere aos custos médios de referência para a aquisição de energia elétrica.

Assim, apresentam-se em seguida os resultados das análises realizadas para dar resposta ao estipulado pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro.

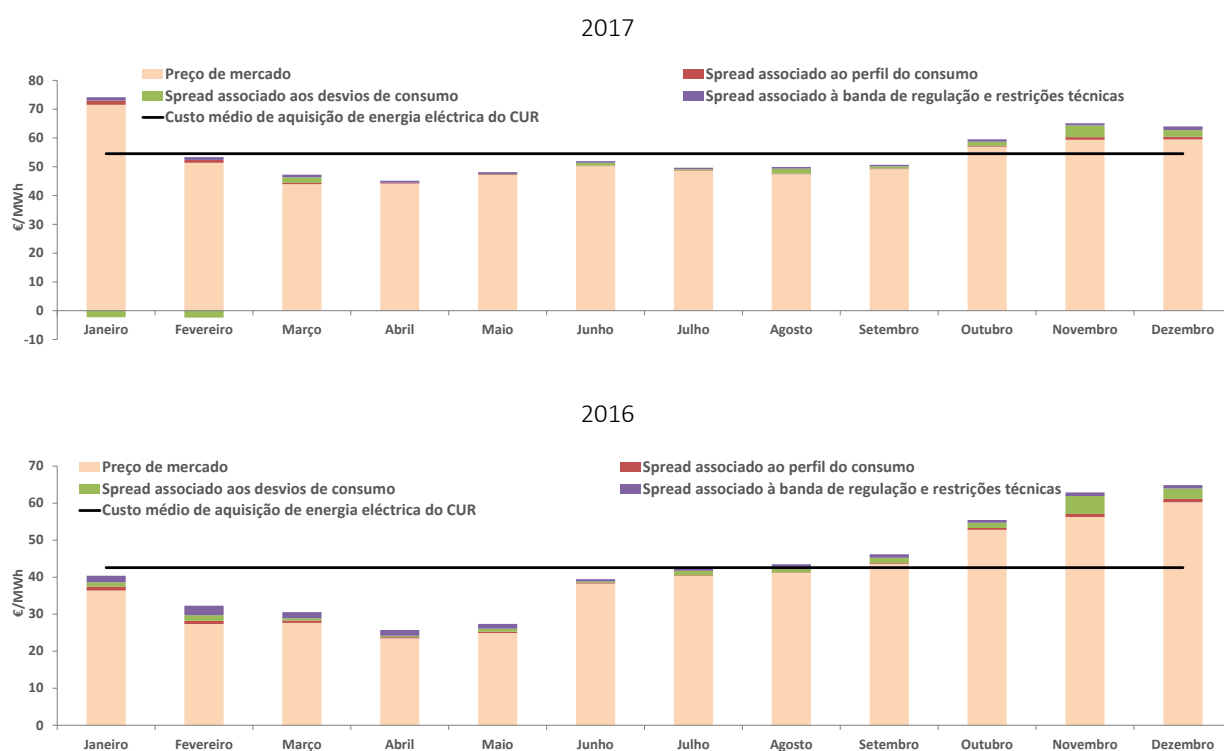
### 5.3.2 ANÁLISE

De acordo com os artigos 95.º a 97.º do Regulamento Tarifário em vigor, cabe ao Comercializador do Último Recurso (CUR) a incumbência de vender a energia produzida pelos produtores em regime especial que beneficiam de tarifas fixadas administrativamente (*feed-in tariffs*) e comprar energia elétrica para abastecer os clientes que se mantêm no mercado regulado.

A Figura 5-4 apresenta a estrutura do custo de aquisição do CUR nos anos de 2016 e de 2017, evidenciando as várias componentes:

- Preço de mercado;
- *Spread* associado ao perfil do consumo;
- *Spread* associado aos desvios de consumo;
- *Spread* associado à banda de regulação e resolução de restrições técnicas.

Figura 5-4- Estrutura do custo de aquisição de eletricidade pelo CUR, em 2016 e 2017



A Figura 5-4 permite constatar que o custo médio de aquisição do CUR foi em 2017 superior ao ocorrido em 2016. Verifica-se também que, em 2017, os custos de aquisição de eletricidade foram pouco voláteis, afastando-se ligeiramente da média anual ao longo do ano, tendo sido, todavia, bastante acima da mesma no mês de janeiro.

De uma forma genérica, o custo de aquisição de um comercializador depende:

- Do perfil de consumo da carteira de clientes;
- Da capacidade de previsão desse consumo;
- Da dimensão da carteira.

Estas características ditam a dimensão de cada uma das parcelas que se adicionam ao preço de mercado e constituem o custo de aquisição do comercializador. Assim, a definição de custos de aquisição de energia para a atividade de aquisição de energia elétrica deverá ter em consideração as características particulares da sua carteira de clientes, as curvas de perfil de consumos, bem como a dimensão dos clientes abastecidos. Por outro lado, a estratégia de aprovisionamento nos mercados de futuros ou no mercado *spot* pode implicar resultados totalmente diferentes.

Assim, no sentido de analisar os custos associados à aquisição de energia elétrica para o fornecimento dos clientes do CUR, é necessário observar, por um lado, o perfil do consumo dos seus clientes e, por outro, perceber o impacte dos serviços de sistema.

De uma forma genérica, pode-se decompor o custo da aquisição de energia elétrica por parte do CUR em quatro parcelas: i) preço de mercado, ii) *spread* associado ao perfil de consumo dos clientes do CUR<sup>73</sup>, iii) os custos relativos aos desvios de consumo e iv) custos que derivam de razões de ordem técnica da própria rede.

Para compreender de que forma o perfil de consumos da carteira de clientes influencia o custo de aquisição de energia elétrica no mercado analisou-se o comportamento do preço de mercado, o perfil de consumos e o custo de aquisição do CUR.

O ponto de partida para esta análise é a verificação do preço do mercado grossista, nos últimos 5 anos, por mês e por hora.

A Figura 5-5 apresenta a média mensal dos preços do mercado diário<sup>74</sup>, bem como a média anual dos preços do mercado diário<sup>75</sup> nos anos de 2013 a 2017.

Em 2017, os preços médios mensais foram abaixo da média anual entre fevereiro e setembro, e nos restantes meses do ano estabeleceram-se acima da média anual. A variação mensal foi, no entanto, inferior à verificada em 2016 devido à diferença de hidraulicidade entre os dois semestres de 2016.

---

<sup>73</sup> *Spread* associado ao perfil de consumo é obtido pela diferença mensal entre o custo de aquisição, calculado com base no perfil de consumo da carteira de clientes do CUR, e preço médio de mercado.

<sup>74</sup> Média aritmética dos preços horários no mercado diário, entre a primeira hora do primeiro dia do mês e a última hora do último dia do mês.

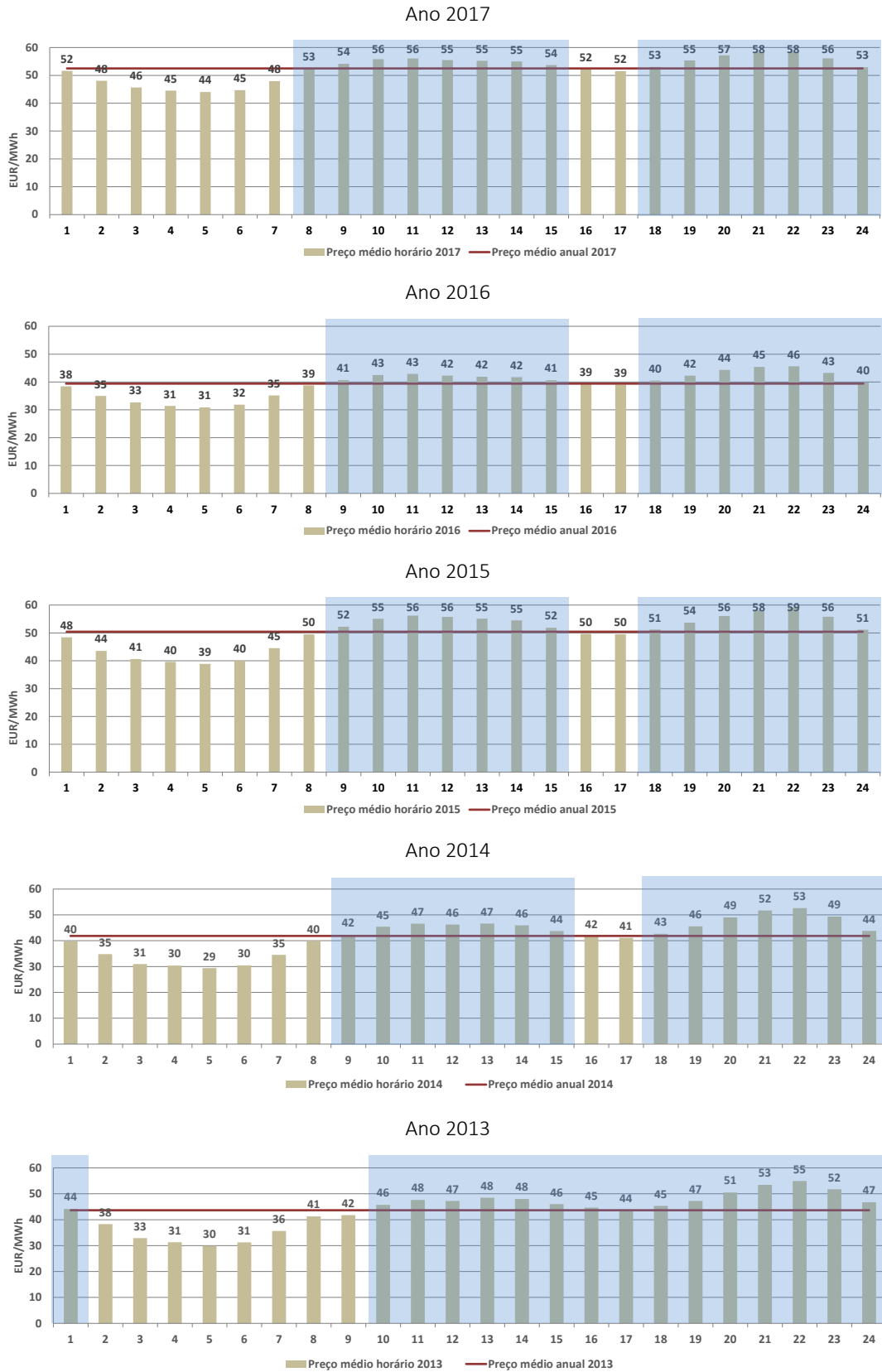
<sup>75</sup> Média aritmética dos preços horários no mercado diário, entre a primeira hora do primeiro dia do ano e a última hora do último dia do ano.

Figura 5-5 - Preços médios de mercado mensais, de 2013 a 2017



A Figura 5-6 apresenta os preços médios de mercado, por hora, para o mesmo período de análise. Esta análise permite estabelecer padrões de comportamento dos preços. Genericamente, os preços mais elevados, ao longo de cada dia, ocorrem entre as horas 10 e 24, com exceção das horas 16 e 17.

Figura 5-6 - Preços médios de mercado por hora, de 2013 a 2017

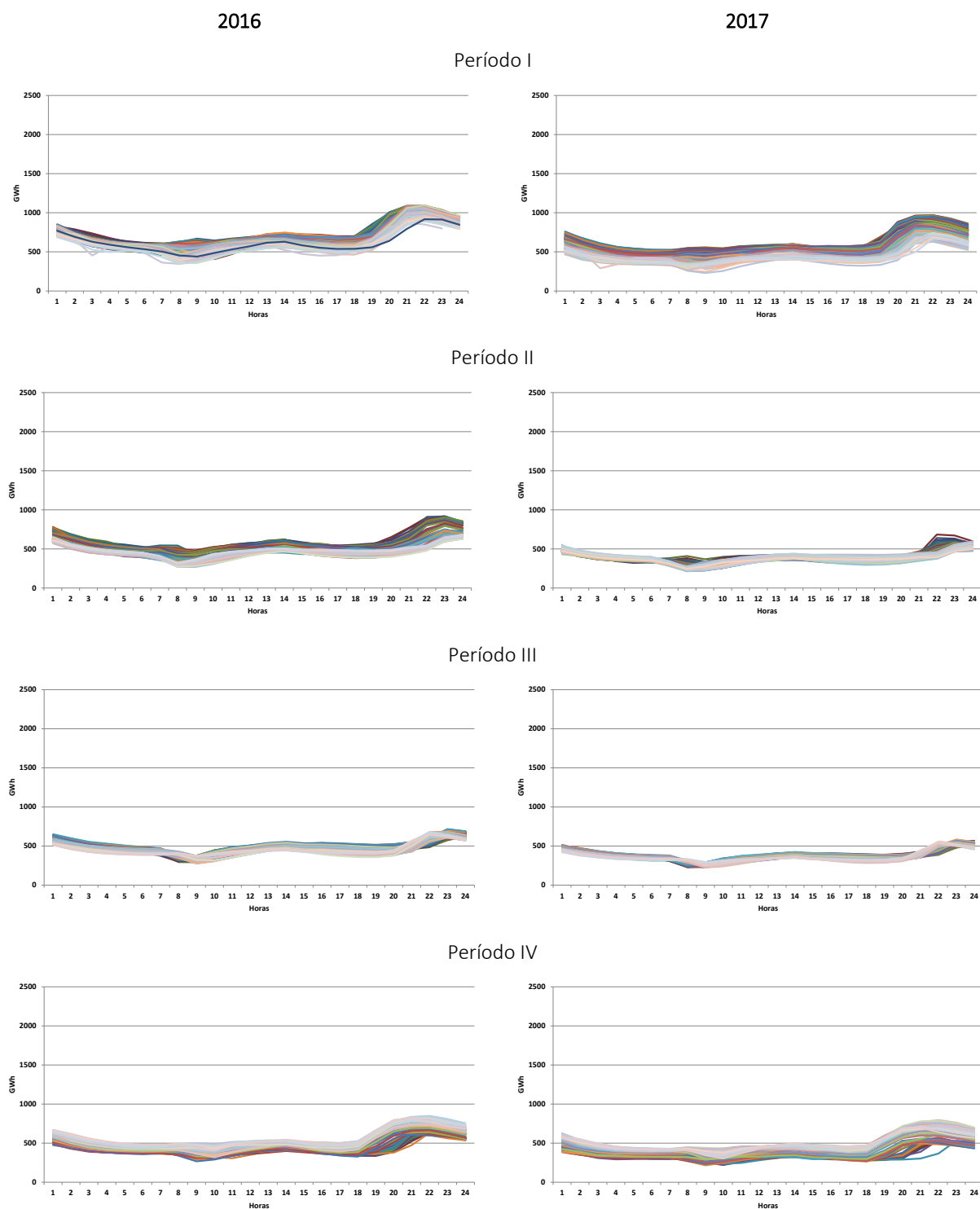


Em seguida, analisam-se na Figura 5-7 os perfis de consumo dos clientes do CUR para 2016 e para 2017. Dado que os perfis de consumo são diferentes dependendo da fase do ano, a análise é realizada por trimestre, ou seja, repartida por quatro períodos, correspondentes aos períodos trimestrais de entrega de energia elétrica, definidos no artigo 28.º do Regulamento Tarifário em vigor (período I – 1/1 a 31/3; período II – 1/4 a 30/6; período III – 1/7 a 30/9 e período IV – 1/10 a 31/12).

Como se pode verificar, entre 2016 e 2017 verificou-se uma diminuição das quantidades diárias procuradas em todos os períodos horários, o que se associa maioritariamente à saída de clientes para o mercado liberalizado. É também visível um alisamento das quantidades por horas. Esta análise permite-nos antecipar uma diminuição do *spread* associado ao perfil de consumo do CUR.



Figura 5-7 - Consumos do CUR em 2016 e 2017 por períodos (I, II, III e IV)

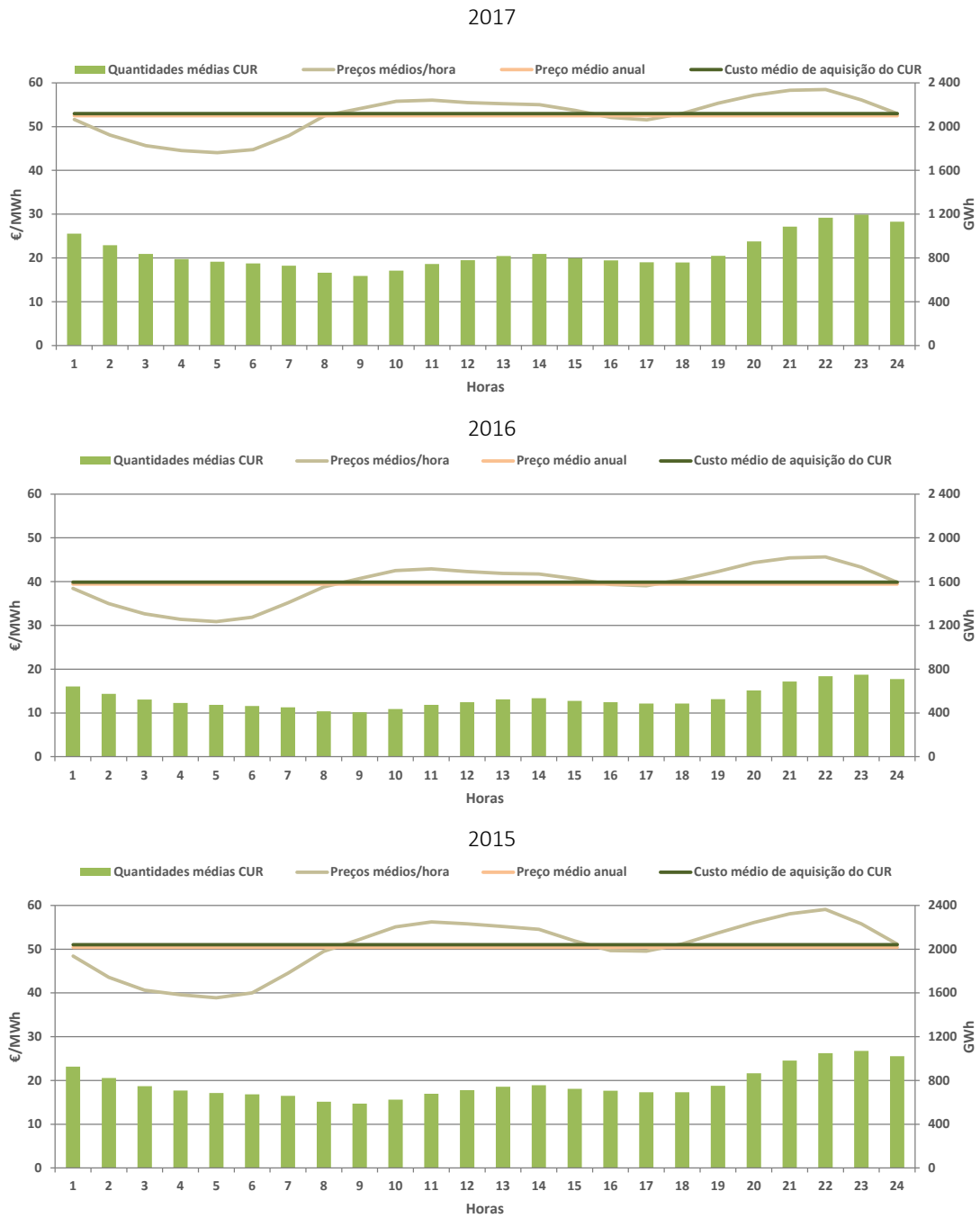


Fonte: EDP SU

A Figura 5-8 apresenta, entre 2015 e de 2017, a evolução dos consumos médios dos clientes do CUR por hora, bem como a evolução dos preços médios horários. Verifica-se que o consumo dos clientes do CUR

segue a tendência do preço médio do mercado, por hora. O preço é superior nas horas em que o consumo é também superior. Em 2017 este perfil foi mais volátil do que nos anos anteriores, aumentando a amplitude de variação entre mínimos e máximos, quer de preço, quer de procura, devido ao agora possível retorno de clientes para o mercado regulado. No entanto, o preço médio do mercado continua a ser inferior ao custo de aquisição de energia para o fornecimento dos clientes do CUR mas a diferença reduz-se. Ponderando pelas quantidades adquiridas pelo CUR, este custo diminui para 52,75€/MWh em 2017, situando-se entre o preço médio anual (52,48€/MWh) e o custo médio mensal de aquisição do CUR ponderado pelas quantidades adquiridas (52,97€/MWh).

Figura 5-8 - Consumos médios dos clientes do CUR, preços médio por hora, preço médio anual do mercado e custo médio anual de aquisição do CUR, entre 2015 e 2017



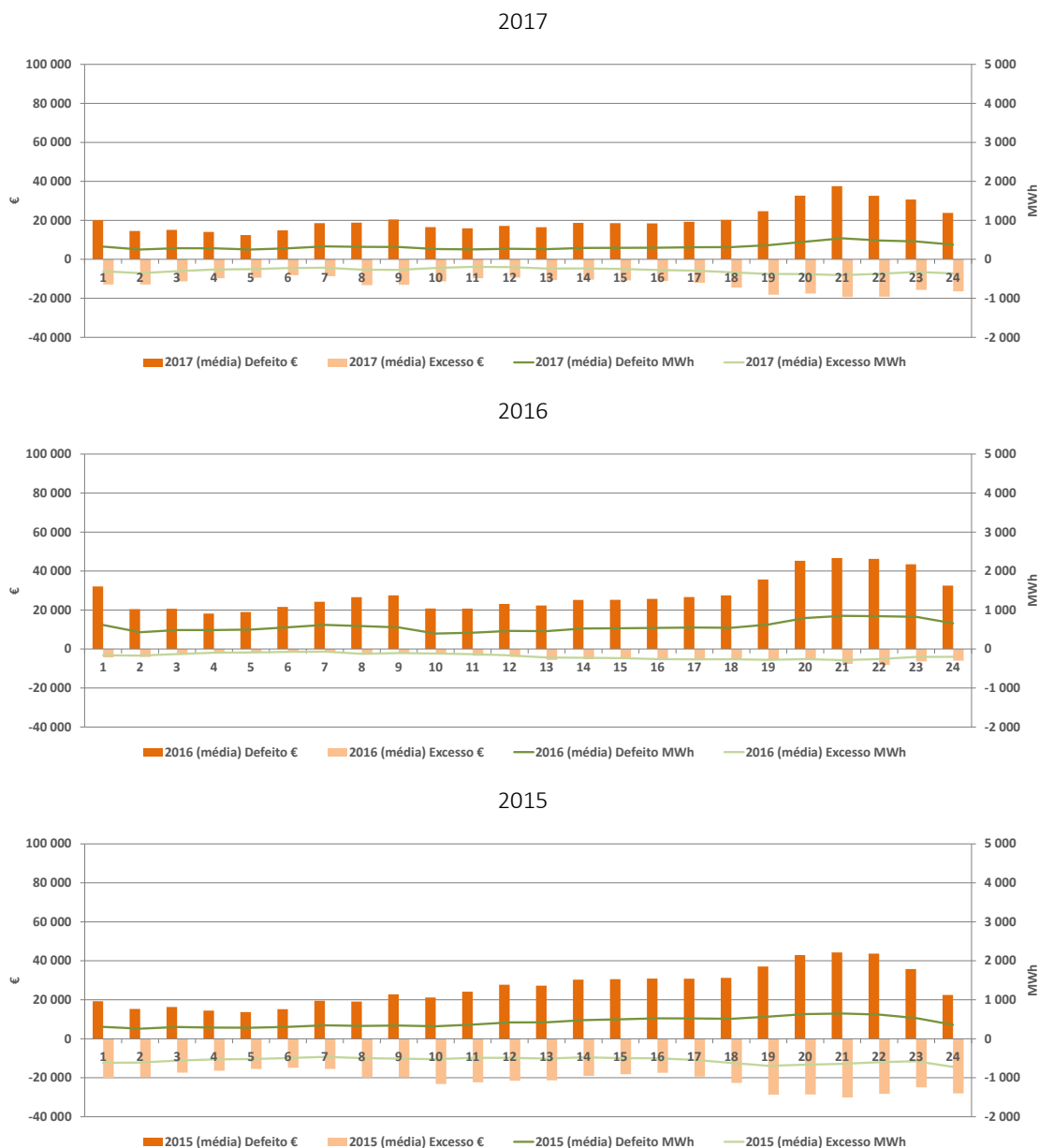
Fonte: EDP SU

Para além do diferencial sobre o preço de mercado, o custo de aquisição de eletricidade é ainda constituído pelas parcelas associadas aos desvios de consumo<sup>76</sup> e pela partilha dos custos relativos à resolução de restrições técnicas e banda de regulação. Procedeu-se à análise dos desvios, quer das quantidades, quer dos valores (por defeito e excesso) para o período entre 2015 e para 2017. A Figura 5-9 apresenta essa evolução.

---

<sup>76</sup> Obtido pela diferença entre a participação verificada no mercado e o respetivo Programa Horário de Liquidação. Os encargos com regulação afetos à resolução de desvios de programação são imputados na proporção do desvio provocado por cada agente de mercado por unidade de liquidação.

Figura 5-9 - Desvios de consumos do CUR e por hora, de 2015 e 2017

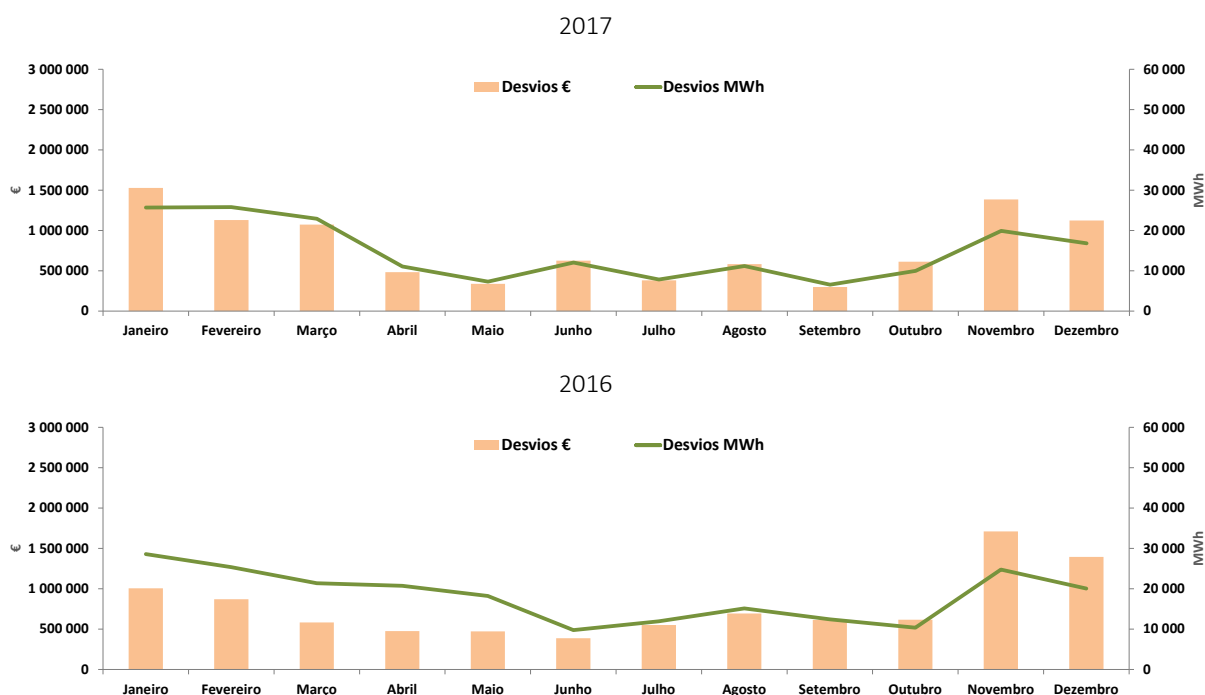


Fonte: EDP SU

As séries “Defeito” correspondem à série em que o consumo, em tempo real, é superior ao programa final (resultado dos mercados diário e intra-diários). Sempre que o consumo é inferior ao programa final, então, existe excesso de energia (séries “Excesso”). Verifica-se que os desvios por defeito são superiores no período compreendido entre a hora 19 e a hora 24, que correspondem às horas em que o consumo da carteira de clientes do CUR é maior. Nota-se um decréscimo dos desvios, tanto por excesso como por defeito, em 2017 comparativamente com os restantes anos analisados.

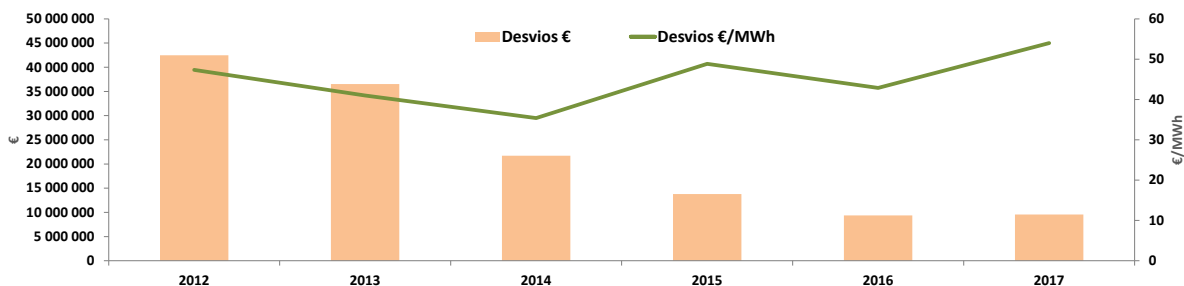
Os custos totais de 2016 e de 2017 associados aos desvios da procura do CUR são apresentados na Figura 5-10. Verifica-se que estes custos aumentaram em relação a 2016 no primeiro semestre do ano, quer em termos monetários, quer em termos de energia, enquanto no segundo semestre estes desvios são menores. Em termos totais, os desvios monetários cresceram em 2017, sendo o efeito contrário nos desvios de energia.

Figura 5-10 - Desvios totais de consumos do CUR, em 2016 e 2017



Fonte: EDP SU

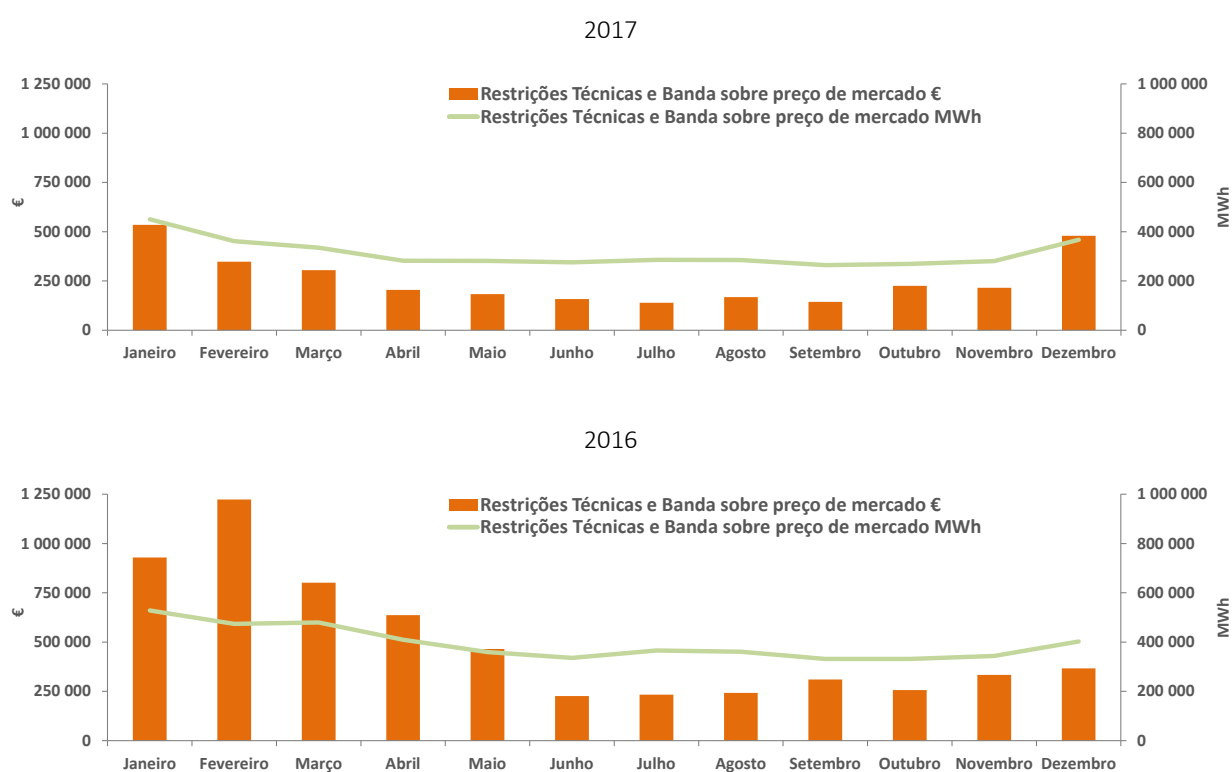
Figura 5-11 – Evolução dos desvios totais de consumo anuais do CUR, desde 2012



Fonte: EDP SU

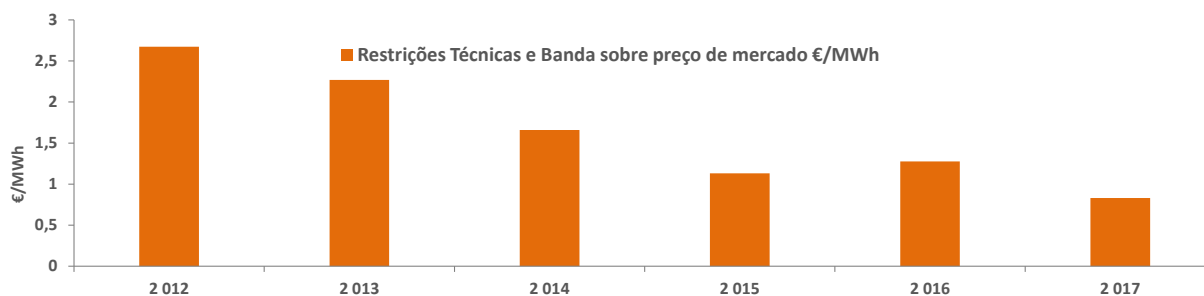
A última parcela de custos que se adiciona para determinar o custo de aquisição de energia elétrica é a relacionada com os custos com a banda de regulação e com resolução de restrições técnicas. Estes custos não dependem da gestão do próprio comercializador, mas derivam da gestão técnica do sistema e são distribuídos por todos os consumidores na proporção do seu consumo. A Figura 5-12 apresenta, para 2016 e 2017, os encargos associados à banda de regulação e à resolução de restrições técnicas que foram imputados ao CUR.

Figura 5-12 - Custos totais com banda de regulação e resolução de restrições técnicas imputadas ao CUR, em 2016 e 2017



Fonte: EDP SU

Figura 5-13 – Evolução dos desvios totais de consumo anuais do CUR, desde 2012



Fonte: EDP SU

A análise efetuada permitiu concluir que o perfil de consumo dos clientes do CUR alterou-se nestes últimos anos, tendo levado a uma aproximação dos custos de aquisição do comercializador de último recurso dos preços médios do mercado *spot*. Esta tendência não teve um impacto significativo na evolução dos custos unitários associados aos desvios de consumo. Os restantes encargos (banda de regulação e resolução de restrições técnicas) imputados ao comercializador de último recurso não deverão, pela sua natureza, ser diretamente influenciados pela alteração do *portfolio* deste comercializador, dado que são distribuídos proporcionalmente ao consumo de cada agente de mercado. No entanto, observa-se uma significativa diminuição desses custos últimos nos últimos anos, em termos unitários, comparativamente com o que se verificou até à data.

Deste modo, as alterações decorrentes do fim das tarifas transitórias reguladas na carteira de clientes, bem como, provavelmente, no mercado de serviços de sistema já têm impacto visível na evolução do custo de aquisição do CUR. Estes fatores foram tidos em conta na definição do custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes previsto para 2019.

#### 5.4 CONTRAPARTIDA AOS MUNICÍPIOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade.

A referida alteração consagrou o direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal.



Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas, e deve ser calculada e tratada de modo equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental<sup>77</sup>. Registe-se que a aplicação é feita apenas a partir de 2016, inclusive, em cumprimento da Lei.

Importa, pois clarificar a metodologia de cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) aos municípios das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A metodologia aplicável ao cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida aos municípios de cada região autónoma tem por base um valor de referência para o ano de 2007 para cada município, garantindo, simultaneamente, que o somatório dos valores de referência para todos os municípios para 2007 seja igual a 7,5% das receitas das vendas de energia elétrica em BT, e que o valor de referência para cada município decorra de um fator diferenciado por classes de municípios e que dependa da densidade de clientes<sup>78</sup> (clientes/km<sup>2</sup>). O montante anual da contrapartida devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica é atualizado, partindo o valor de referência, em conformidade com o índice de preços no consumidor e o consumo de eletricidade em BT no município.

O valor de referência resulta da aplicação da seguinte fórmula:

$$r_{ref2007}^m = (\tilde{t}_{BTN2006}^m \times C_{BTN2006}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times C_{BTE2006}^m + \tilde{t}_{IP2006}^m \times C_{IP2006}^m) \times f_{RAn2007}^m$$

em que:

$r_{ref2007}^m$	Valor de referência da contrapartida anual para município m, no ano de 2007.
$\tilde{t}_{BTN2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTN, cobrado em 2006 no município m.
$C_{BTN2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m.
$\tilde{t}_{BTE2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTE, cobrado em 2006 no município m.

<sup>77</sup> O regime jurídico que estabelece os termos do cálculo e pagamento de uma renda devida pela exploração da concessão de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT) pela respetiva concessionária aos municípios do território de Portugal continental foi aprovado pelo Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro.

<sup>78</sup> A tabela de fatores de densidade resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007.

$C_{BTE2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m.
$\tilde{t}_{IP2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais de iluminação pública na região autónoma, cobrado em 2006 no município m.
$C_{IP2006}^m$	Consumo de energia ativa dos fornecimentos para iluminação pública em 2006 no município m.
$f_{RAn2007}^m$	Fator de densidade aplicado ao consumo de baixa tensão, calculado com base na tabela de fatores de densidade e ajustado para que o fator de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios da região autónoma RAn, seja igual a 7,5 %.

A tabela de fatores de densidade referida a propósito de  $f_{RAn2007}^m$  resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007, e é a seguinte:

Classe de densidade (d)	Valor percentual do fator de densidade a aplicar
$d < 15$ clientes/km <sup>2</sup>	14,40
$15 \leq d < 40$ clientes/km <sup>2</sup>	13,20
$40 \leq d < 125$ clientes/km <sup>2</sup>	9,60
$125 \leq d < 400$ clientes/km <sup>2</sup>	6,00
$d > 400$ clientes/km <sup>2</sup>	4,80

A contrapartida ou remuneração anual é considerada nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT após celebração, entre os municípios das Regiões Autónomas e a concessionária ou entidade que explora a rede de distribuição em BT, de contrato ou de qualquer outro instrumento jurídico de igual eficácia que contenha a informação necessária para o cálculo do valor, nomeadamente o consumo de energia elétrica dos fornecimentos em baixa tensão verificado em 2006 em cada município das Regiões Autónomas, os termos e condições do pagamento da contrapartida ou remuneração anual ao município em causa, bem como o valor de referência apurado.

Os valores referentes ao valor da contrapartida ou remuneração anual a considerar em tarifas de 2019, nos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, foram calculados pela ERSE tendo por base a informação recebida da EDA e da

EEM, da evolução por município dos consumos de eletricidade, do número de consumidores e da densidade geográfica.



## 6 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de eletricidade para 2018 e 2019 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2017, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2019.

### 6.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos regulamentares, em junho de 2018, a REN, a EDP Distribuição, a EDP Serviço Universal, a EDA e a EEM apresentaram as estimativas para o ano de 2018 e as previsões para o ano de 2019 de evolução da procura para efeitos do cálculo tarifário de 2019, que refletem as perspetivas destas empresas para a evolução do consumo e do número de consumidores de eletricidade.

Conjugando a análise da informação das empresas, a evolução mais recente do consumo de eletricidade e a evolução de outros indicadores económicos, a ERSE definiu um cenário de consumo de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2019, que considera para o ano de 2018 uma subida de 2,8% no consumo referido à emissão, para 51,01 TWh, e para 2019 um acréscimo de 1,1%, atingindo 51,56 TWh. Apesar do valor previsto para 2019 ser o mais alto desde que em 2015 a tendência de crescimento da procura de energia elétrica reiniciou-se, este valor continua mais baixo do que o valor do consumo anual atingido em 2010, cerca de 52,20 TWh.

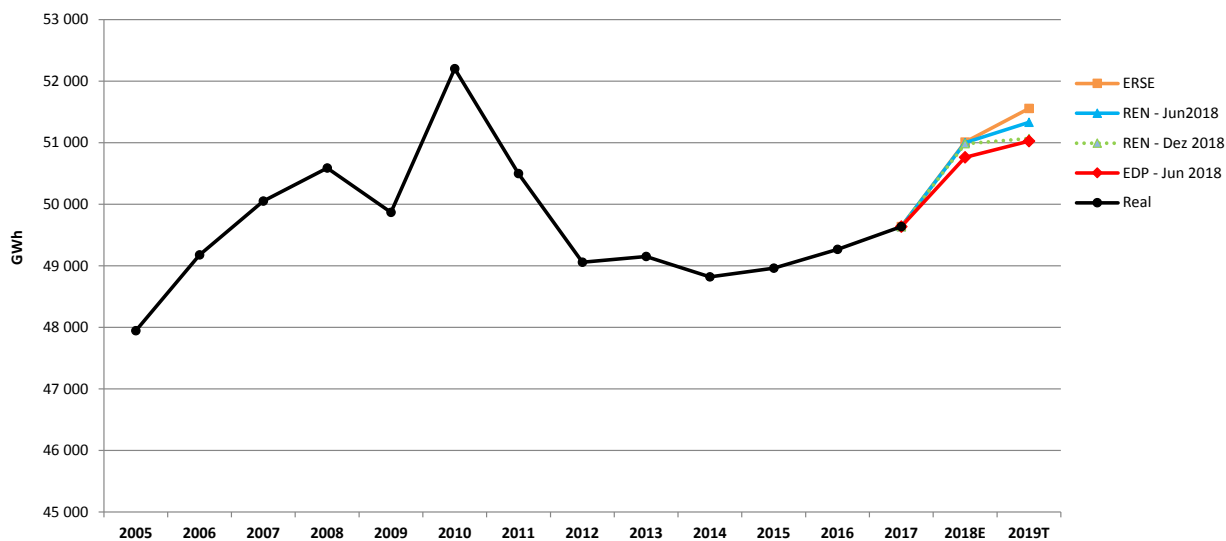
Estas previsões de consumo utilizadas pela ERSE para 2018 e 2019 tiveram como base um nível de fornecimentos ocorrido em 2017, no referencial físico, em que o efeito de sobrefaturação de 2016 foi neutralizado<sup>79</sup>.

A Figura 6-1 sintetiza a evolução do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da EDP Distribuição.

---

<sup>79</sup> Na informação recebida da EDP Distribuição para o cálculo tarifário de 2018, foi reportada uma sobrefaturação dos fornecimentos em BTN devido às estimativas de consumos em 2016, que se desviaram por excesso em cerca de 217GWh em relação ao consumo ocorrido (no referencial físico). De acordo com indicação da empresa, este efeito foi corrigido na faturação de 2017, sendo portanto os fornecimentos faturados inferiores em cerca de 217 GWh dos fornecimentos verificados no referencial físico.

Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



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

[2] Na REN e EDP Distribuição apresentam-se os valores enviados no prazo regulamentar (junho).

Fonte: REN, EDP, ERSE

No que respeita às Regiões Autónomas, à semelhança do ocorrido em anos anteriores, a ERSE assumiu no exercício tarifário de 2019 os cenários de procura apresentados pela EDA e pela EEM para os anos de 2018 e 2019.

Para a Região Autónoma dos Açores, o consumo referido à emissão previsto para o cálculo tarifário de 2019 foi de 792 GWh, resultante de um crescimento estimado de 0,5% de 2017 para 2018 e de 0,4% de 2018 para 2019.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira, o consumo referido à emissão implícito na proposta tarifária para 2019 considera um incremento de 0,5% para ambos os anos de 2018 e 2019, alcançando 876 GWh.

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2019” encontram-se mais desenvolvimentos e pressupostos que justificam a previsão da procura considerada pela ERSE no exercício tarifário de 2019.

## 6.2 DESVIOS DA PROCURA

### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2017 com os valores previstos em 2016 para fixação das tarifas de 2017 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- O consumo referido à emissão atingiu 49 637 GWh, situando-se 0,4% abaixo do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2017;
- O valor real dos fornecimentos totais a clientes atingiu 44 753 GWh, o que significa um decréscimo de 1,1% face à previsão;
- O consumo dos clientes em mercado livre foi de 41 509 GWh, situando-se 1,3% abaixo do valor previsto. No que diz respeito aos fornecimentos do CUR, atingiram 3 243 GWh, o que corresponde a um desvio por excesso de 2% em relação à previsão;
- A taxa de perdas na rede de transporte<sup>80</sup> em 2017 (1,46%) situou-se acima da previsão para tarifas (1,34%);
- A taxa de perdas nas redes de distribuição<sup>81</sup> situou-se em 9,98%, face a 9,17% previsto no cálculo tarifário de 2017, contrariando a tendência descendente que se observava desde 2013, ano em que ocorreu o máximo histórico (11,22%).

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2017 com os dados previsionais para o balanço de energia elétrica enviados pelas empresas e com os valores correspondentes considerados pela ERSE no cálculo das tarifas de 2017.

---

<sup>80</sup> Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

<sup>81</sup> Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição em GWh / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT) em GWh.

Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão

	2017 (real)	Tarifas 2017				Proposta REN para Tarifas 2017		
		GWh	2017 (real - previsto)		GWh	2017 (real - previsto)		
			GWh	%		GWh	%	
<b>= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA</b> (Variação média anual)	<b>49 637</b> 0,7%	<b>49 857</b> 1,3%	<b>-220</b>	<b>-0,4%</b>	<b>49 300</b> 0,2%	<b>337</b>	<b>0,7%</b>	
- Perdas na rede de Transporte	726	669	57	8,6%	735	-9		
- Consumos Próprios	14	14	0		14	0		
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b> (incluindo os consumos em MAT)	<b>48 897</b> 0,9%	<b>49 174</b> 1,3%	<b>-277</b>	<b>-0,6%</b>	<b>48 551</b> 0,2%	<b>346</b>	<b>0,7%</b>	

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e difere do valor correspondente apresentado no Quadro 6-2, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Fonte: ERSE, REN

Quadro 6-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição

	2017 (real)	Tarifas 2017				Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2017		
		GWh	2017 (real - previsto)		GWh	2017 (real - previsto)		
			GWh	%		GWh	%	
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b> (incluindo os consumos em MAT)	<b>49 004</b>	<b>49 174</b>	<b>-170</b>	<b>-0,3%</b>	<b>48 581</b>	<b>423</b>	<b>0,9%</b>	
- Perdas na rede de Distribuição	4 251	3 943	308	7,8%	3 896	356	9,1%	
- Consumos Próprios	0	0	0		0	0		
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO</b>	<b>44 753</b>	<b>45 231</b>	<b>-478</b>	<b>-1,1%</b>	<b>44 685</b>	<b>67</b>	<b>0,2%</b>	
Clientes do comercializador de último recurso	3 243	3 180	63	2,0%	3 344	-101	-3,0%	
MAT	0	0	0	n.a.	0	0	n.a.	
AT	15	64	-48	n.a.	0	15	n.a.	
MT	135	81	54	67,0%	69	66	95,0%	
BT	3 093	3 035	57	1,9%	3 275	-183	-5,6%	
Clientes no mercado	41 509	42 051	-541	-1,3%	41 341	169	0,4%	
MAT	2 142	2 233	-90	-4,1%	2 206	-64	-2,9%	
AT	6 885	6 834	50	0,7%	6 815	70	1,0%	
MT	14 700	14 596	104	0,7%	14 431	269	1,9%	
BT	17 782	18 387	-605	-3,3%	17 889	-107	-0,6%	

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição, apresentado neste quadro, baseia-se em dados físicos e comerciais, que origina a diferença face ao valor correspondente apresentado no Quadro 6-1, que se baseia apenas em dados físicos.

Fonte: ERSE, EDP



### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O Quadro 6-3 apresenta o balanço de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores ocorrido em 2016 e em 2017, bem como os valores previstos em 2016 para fixação das tarifas de 2017. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- O consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores atingiu os 784,4 GWh, situando-se 0,5% abaixo do previsto em tarifas de 2017, e com uma subida de +0,5% face ao ocorrido em 2016;
- A emissão para a rede das centrais da EDA atingiu os 490,3 GWh, o que representa um decréscimo de 4,9% relativamente a 2016 e um desvio por excesso de 8,9% face à previsão para tarifas 2017;
- As aquisições a produtores independentes subiram 11,1% face a 2016 e ficaram 13,0% abaixo do previsto para tarifas de 2017, situando-se em 293,6 GWh;
- De 2016 para 2017 os fornecimentos registaram um acréscimo de 0,4%, tendo atingido 732,8 GWh, o que representa um desvio de -0,4% face ao previsto no cálculo tarifário de 2017. A análise por níveis de tensão mostra que em 2017 houve uma subida dos fornecimentos em MT (+0,1%), situando-se 0,8% acima da previsão, enquanto na BT o desvio face ao previsto para o cálculo tarifário de 2017 foi de sentido contrário (-1,1%), apesar do aumento de fornecimentos que se observa face a 2016 (+0,5%);
- A taxa de perdas de 2017 foi de 6,8%, inferior ao valor previsto em 0,14 pontos percentuais.

Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2016 (real)	2017 (real)	Δ% 2017/2016	Tarifas 2017 = Proposta EDA		
				MWh	2017 (real - previsto)	
					MWh	%
Produção						
Centrais da EDA	536 033	508 860	-5,1%	467 375	41 484	8,9%
Consumo e perdas nas centrais	20 255	18 585	-8,2%	17 094	1 491	8,7%
Emissão própria	515 778	490 275	-4,9%	450 281	39 993	8,9%
Outros produtores do SPA	0	0		0	0	
Microgeração	520	474	-8,8%	378	96	25,3%
Produtores do SIA	264 218	293 611	11,1%	337 622	-44 012	-13,0%
Consumo referido à emissão	780 516	784 359	0,5%	788 282	-4 018	-0,5%
Consumos próprios	1 918	1 752	-8,7%	1 617	134	8,3%
Fornecimentos	730 176	732 831	0,4%	735 667	-2 835	-0,4%
MT	282 124	282 517	0,1%	280 192	2 324	0,8%
BT	448 051	450 315	0,5%	455 474	-5 160	-1,1%
Energia saída da rede	732 093	734 583	0,3%	737 284	-2 701	-0,4%
Perdas na rede	48 422	49 776	2,8%	50 998	-1 317	-2,6%
Taxa de perdas <sup>[1]</sup>	6,63%	6,79%	0,16 p.p.	6,93%		-0,14 p.p.

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EDA

#### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-4 é apresentado o balanço de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira. A comparação dos valores verificados em 2016 e em 2017 e dos valores aceites nas tarifas para 2017, evidencia os seguintes pontos:

- Em 2017, a energia entrada na rede (868,7 GWh) apresenta um aumento de 0,8% face ao valor de 2016 e um desvio de -1% face à previsão para o cálculo tarifário de 2017;
- As centrais da EEM tiveram um decréscimo da emissão para a rede de 1,2% face a 2016, enquanto a produção independente teve um aumento de 8,1%. Em relação às previsões para tarifas de 2017, verificam-se desvios de -3,6% e de +6%, respetivamente nas centrais da EEM e nas centrais do SIM;
- O consumo referido à emissão (867,4 GWh) registou em 2017 um acréscimo de 0,7% face a 2016 e um desvio de -1% comparativamente com as previsões para tarifas de 2017;

- Os fornecimentos atingiram 794,2 GWh em 2017, o que corresponde a um aumento de 0,8% em relação a 2016 e a um desvio por defeito de 1 % face à previsão de tarifas 2017. Por níveis de tensão, verificam-se comportamentos opostos dos fornecimentos em AT/MT, que cresceram 3,3%, e dos de BT, que decresceram 0,1% face a 2016. Comparativamente com as previsões para tarifas 2017, o desvio dos fornecimentos em AT/MT foi de +3,7%, enquanto na BT esta diferença foi de -2,6%;
- Em 2017, a taxa de perdas na rede situou-se em 9,08%, inferior ao valor previsto para tarifas 2017 em 0,06 pontos percentuais.

Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2016 (real)	2017 (real)	Δ% 2016/2017	Tarifas 2017 = Proposta EEM		
				MWh	2017 (real - previsto)	
	MWh	MWh	%		MWh	MWh
<b>Produção</b>						
Centrais da EEM	527 338	521 373	-1,1%	538 475	-17 102	-3,2%
Consumo e perdas nas centrais	14 939	14 948	0,1%	13 050	1 898	14,5%
Emissão própria	512 399	506 425	-1,2%	525 425	-19 000	-3,6%
Outros produtores do SPM	192 262	192 541	0,1%	192 000	541	0,3%
Produtores do SIM	157 027	169 777	8,1%	160 150	9 627	6,0%
<b>Total da energia entrada na rede</b>	<b>861 688</b>	<b>868 744</b>	<b>0,8%</b>	<b>877 575</b>	<b>-8 832</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Bombagem</b>	<b>722</b>	<b>1 343</b>	<b>86,0%</b>	<b>1 094</b>	<b>249</b>	<b>22,8%</b>
<b>Consumo referido à emissão</b>	<b>860 966</b>	<b>867 401</b>	<b>0,7%</b>	<b>876 481</b>	<b>-9 081</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Consumos próprios</b>	<b>962</b>	<b>1 115</b>	<b>15,9%</b>	<b>972</b>	<b>144</b>	<b>14,8%</b>
<b>Fornecimentos</b>	<b>788 091</b>	<b>794 199</b>	<b>0,8%</b>	<b>802 187</b>	<b>-7 988</b>	<b>-1,0%</b>
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0		0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	788 091	794 199	0,8%	802 187	-7 988	-1,0%
AT/MT	208 964	215 898	3,3%	208 263	7 635	3,7%
BT	579 127	578 300	-0,1%	593 924	-15 624	-2,6%
<b>Energia saída da rede</b>	<b>789 052</b>	<b>795 314</b>	<b>0,8%</b>	<b>803 159</b>	<b>-7 845</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Perdas nas redes</b>	<b>71 914</b>	<b>72 087</b>	<b>0,2%</b>	<b>73 323</b>	<b>-1 236</b>	<b>-1,7%</b>
<b>Taxa de perdas <sup>(1)</sup></b>	<b>9,13%</b>	<b>9,08%</b>	<b>-0,05 p.p.</b>	<b>9,14%</b>		<b>-0,06 p.p.</b>

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EEM



## 7 INFORMAÇÃO RECEBIDA

Para a determinação dos proveitos permitidos, as empresas reguladas do Setor Elétrico têm obrigações ao nível da prestação de informação, que no momento de reporte da informação para o período regulatório 2018-2020, se encontrava estipulada nas secções II a VII e secção X do capítulo VI do Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 619/2017, de 23 de novembro.

Sublinhe-se que a legislação em vigor, nomeadamente, o Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, é clara no que respeita à obrigação dos agentes em fornecer toda a informação para fins regulatórios.

De acordo com a Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o regime sancionatório do setor energético, a falta de colaboração ou prestação de informação solicitada pela ERSE no exercício das suas funções e a que os agentes estejam obrigados nos termos da lei ou dos regulamentos em vigor, são contra ordenações muito graves puníveis com coimas.

Assim, de acordo com o Regulamento Tarifário a informação a disponibilizar deverá conter:

- Valores dos ativos imobilizados, amortizações e participações ao investimento, desagregados por atividades quando aplicável;
- Valores previsionais dos investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados por atividades, quando aplicável;
- Balanços de energia;
- Balanços da atividade, reais, estimados e previstos;
- Demonstrações dos resultados por atividade, reais, estimadas e previstas;
- Detalhe de custos associados a cada atividade;
- Taxas de inflação utilizadas nas projeções efetuadas pelas empresas;
- Chaves de repartição dos custos comuns;
- Chaves de repartição dos imobilizados e investimentos em áreas comuns;
- Relatório com a justificação e discriminação dos critérios subjacentes à elaboração da informação disponibilizada;
- Caracterização física dos investimentos efetuados e previstos;

- Relatório de auditoria com a certificação das contas reguladas para o ano t-2, evidenciando as diferenças entre as contas estatutárias e as contas reguladas.

Relativamente à receção da informação para o período regulatório 2018-2020, para a determinação dos proveitos permitidos para o ano de 2019 e dos ajustamentos dos anos 2017 (t-2) e 2018 (t-1), destacam-se as seguintes ocorrências:

- A informação enviada à ERSE de uma forma genérica corresponde ao solicitado nos termos do Regulamento Tarifário;
- Os prazos de envio de informação estabelecidos regulamentarmente foram, na generalidade, respeitados pelas empresas;
- A informação financeira e física disponibilizada em suporte digital, de uma forma geral encontrava-se preenchida corretamente. Nos casos em que houve necessidade de algum pedido de esclarecimento solicitado pela ERSE, as empresas responderam às questões com a informação entendida necessária para efeitos regulatórios, de forma célere e objetiva;
- As auditorias de uma forma global corresponderam às necessidades regulatórias.

Realça-se, que o Regulamento Tarifário em vigor refere a necessidade de prestação de informação por parte das empresas, procurando uma maior transparência na informação económica, por forma a diminuir o risco de subsidiação das atividades não reguladas das empresas, através das suas atividades reguladas. Assim, é importante que as empresas prestem ao regulador toda a informação prevista regulamentarmente nos prazos definidos para o efeito.

## ANEXO I - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES

A repartição do financiamento da tarifa social é efetuada na proporção da potência instalada, nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016.

No quadro seguinte encontram-se os titulares e as potências instaladas dos centros electroprodutores, indicados pela Direção Geral de Energia e Geologia, que foram usados para este efeito no presente exercício tarifário.

Refira-se que alguns aproveitamentos hidroelétricos apresentados neste quadro, apesar de terem uma potência ativa instalada inferior a 10MW, a sua potência aparente instalada é superior a 10 MVA, estando portanto englobado nos titulares que financiam a tarifa social, nos termos da legislação vigente e da interpretação da Direção Geral de Energia e Geologia.

Centros electroprodutores considerados na repartição do financiamento da tarifa social

Ano: 2017

Centrais	Titulares	Potência Instalada		Observações
		MVA	MW	
CH AGUIEIRA	EDP Gestão da Produção	336,0	300,0	PRO
CH ALQUEVA	Hidroelétrica do Guadiana	294,0	259,2	PRO
CH ALQUEVA 2	Hidroelétrica do Guadiana	286,0	259,2	PRO
CH ALTO LINDOSO	EDP Gestão da Produção	700,0	630,0	PRO
CH ALTO RABAGÃO	EDP Gestão da Produção	90,0	68,0	PRO
CH BAIXO SABOR JUSANTE	EDP Gestão da Produção	40,0	36,0	PRO
CH BAIXO SABOR MONTANTE	EDP Gestão da Produção	170,0	153,0	PRO
CH BELVER	EDP Gestão da Produção	100,6	80,7	PRO
CH BEMPOSTA	EDP Gestão da Produção	240,0	237,0	PRO
CH BEMPOSTA 2	EDP Gestão da Produção	225,0	203,0	PRO
CH BOUÇÃ	EDP Gestão da Produção	56,0	44,0	PRO
CH BOUÇOAIS-SONIM	Pebble Hydro	12,0	11,2	A central de <b>Rebordelo</b> faz parte deste emprendimento, que é em cascata
CH BRAGADAS	Emp. Hidr. Alto Tâmega e Barroso	13,0	11,5	Formularam pedido de instalação de relé limitador de injeção na rede para 10 MVA
CH CABRIL	EDP Gestão da Produção	122,0	108,0	PRO
CH CABRIZ	Município de Ribeira de Pena	11,5	10,4	PRE no regime geral (mercado) desde 01.05.2018
CH CALDEIRÃO	EDP Gestão da Produção	40,0	40,0	PRO
CH CANIÇADA	EDP Gestão da Produção	68,0	62,0	PRO
CH CARRAPATELO	EDP Gestão da Produção	201,0	201,0	PRO
CH CASTELO DO BODE	EDP Gestão da Produção	174,2	159,0	PRO
CH CRESTUMA-LEVER	EDP Gestão da Produção	117,0	108,3	PRO
CH DESTERRO 2	EDP Gestão da Produção	14,6	13,2	PRO
CH FRATEL	EDP Gestão da Produção	150,0	132,0	PRO
CH MIRANDA	EDP Gestão da Produção	390,0	369,0	PRO
CH NUNES	Pebble Hydro	10,2	8,7	
CH PEDROGÃO	Hidroelétrica do Guadiana	11,2	10,1	
CH PENACOVA	EDP Gestão da Produção	11,1	9,6	
CH PICOTE	EDP Gestão da Produção	216,0	195,0	PRO
CH PICOTE 2	EDP Gestão da Produção	273,0	245,7	PRO
CH POCINHO	EDP Gestão da Produção	186,0	186,0	PRO
CH PONTE DE JUGAIS	EDP Gestão da Produção	21,9	20,3	PRO
CH PRACANA	EDP Gestão da Produção	47,9	41,0	PRO
CH RAIVA	EDP Gestão da Produção	26,0	24,0	PRO
CH RÉGUA	EDP Gestão da Produção	174,0	156,0	PRO
CH RIBEIRADIO	Green Vouga	83,0	74,7	PRO
CH SABUGUEIRO 2	EDP Gestão da Produção	11,2	10,0	
CH SABUGUEIRO 1	EDP Gestão da Produção	16,0	12,8	PRO
CH SALAMONDE	EDP Gestão da Produção	50,0	42,0	PRO
CH SALAMONDE 2	EDP Gestão da Produção	246,3	224,0	PRO
CH SANTA LUZIA	EDP Gestão da Produção	32,0	24,4	PRO
CH TABUAÇO	EDP Gestão da Produção	80,0	58,0	PRO
CH TORRÃO	EDP Gestão da Produção	160,0	140,0	PRO
CH TOUVEDO	EDP Gestão da Produção	24,0	22,0	PRO
CH VALEIRA	EDP Gestão da Produção	240,0	240,0	PRO
CH VAROSA (EX. CHOCALHO)	EDP Gestão da Produção	29,8	25,0	PRO
CH VENDA NOVA 2 - FRADES	EDP Gestão da Produção	212,8	191,0	PRO
CH VILA COVA	EDP Gestão da Produção	26,0	23,4	PRO
CH VILA NOVA/VENDA NOVA 1 (PARADELA)	EDP Gestão da Produção	96,0	90,0	PRO
CH VILA NOVA + PARADELA	EDP Gestão da Produção	66,0	54,0	PRO
CH VILARINHO DAS FURNAS	EDP Gestão da Produção	161,0	125,0	PRO
CH VENDA NOVA 3 - FRADES 2	EDP Gestão da Produção	870,0	799,0	PRO
PCH SENHORA DO PORTO	EDP Gestão da Produção	10,6	8,8	
PCH CANEDO 2	HDR Hidroelétrica	10,8	10,1	
PCH REBORDELO	EDP Gestão da Produção	11,0	9,9	A central de <b>Rebordelo</b> faz parte da central de Bouçoais-Sonim, que é em cascata
CH ERMAL	EDP Gestão da Produção	10,7	10,0	
CH FOZ TUA	EDP Gestão da Produção	300,0	262,0	PRO
CCGN DO PEGO	Elecgás	1 006,0	845,0	PRO
CCGN TAPADA DO OUTEIRO	Turbogás	1 190,9	1 057,1	PRO
CCGN LARES	EDP Gestão da Produção	1 060,0	901,0	PRO
CCGN RIBATEJO	EDP Gestão da Produção	1 344,0	1 209,6	PRO
PEGO	Tejo Energia	724,0	615,2	PRO
SINES	EDP Gestão da Produção	1 412,0	1 200,0	PRO
<b>Total</b>		<b>14 312,2</b>	<b>12 676,0</b>	

Fonte: DGE



ANEXO II - FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL POR PRODUTOR

Financiamento da Tarifa Social por produtor referente a 2019

	Tarifa Social 2019		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	EUR
Alto Lindoso	630,0	4,97%	5 451 541,33
Touvedo	22,0	0,17%	190 371,28
Alto Rabagão	68,0	0,54%	588 420,33
Frades	191,0	1,51%	1 652 768,88
Vila Nova/Paradela	144,0	1,14%	1 246 066,59
Salamonde	42,0	0,33%	363 436,09
Vilarinho das Furnas	125,0	0,99%	1 081 655,03
Caniçada	62,0	0,49%	536 500,89
Miranda I e II	369,0	2,91%	3 193 045,63
Picote	195,0	1,54%	1 687 381,84
Picote II	245,7	1,94%	2 126 101,12
Bemposta	237,0	1,87%	2 050 817,93
Bemposta II	203,0	1,60%	1 756 607,76
Pocinho	186,0	1,47%	1 609 502,68
Valeira	240,0	1,89%	2 076 777,65
Tabuaço (Vilar)	58,0	0,46%	501 887,93
Régua	156,0	1,23%	1 349 905,47
Carrapatelo	201,0	1,59%	1 739 301,28
Torrão	140,0	1,10%	1 211 453,63
Crestuma-Lever	108,3	0,85%	937 145,91
Caldeirão	40,0	0,32%	346 129,61
Cabril	108,0	0,85%	934 549,94
Bouçã	44,0	0,35%	380 742,57
Castelo de Bode	159,0	1,25%	1 375 865,19
Pracana	41,0	0,32%	354 782,85
Fratel	132,0	1,04%	1 142 227,71
Varosa	25,0	0,20%	216 331,01
Sabugueiro I	12,8	0,10%	110 761,47
Desterro	13,2	0,10%	114 222,77
Ponte de Jugais	20,3	0,16%	175 660,78
Vila Cova	23,4	0,18%	202 485,82
Santa Luzia	24,4	0,19%	211 139,06
Belver	80,7	0,64%	698 316,48
Alqueva I	259,2	2,04%	2 242 919,86
Alqueva II	259,2	2,04%	2 242 919,86
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,59%	646 397,04
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,28%	311 516,65
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,21%	1 323 945,75
Venda Nova III (Frades II)	799,0	6,30%	6 913 938,92
Salamonde II	224,0	1,77%	1 938 325,81
Foz Tua	262,0	2,07%	2 267 148,93
Bouçoais-Sonim	11,2	0,09%	96 570,16
Bragadas	11,5	0,09%	99 512,26
Cabriz	10,4	0,08%	89 811,98
Nunes	8,7	0,07%	75 023,59
Pedrogão	10,1	0,08%	87 397,73
Penacova	9,6	0,08%	82 984,57
Sabugueiro II	10,0	0,08%	86 532,40
Terragido			
Senhora Do Porto	8,8	0,07%	76 364,84
Torga			
Sordo			
Canedo 2	10,1	0,08%	87 224,66
Rebordelo	9,9	0,08%	85 667,08
Ermal	10,0	0,08%	86 532,40
Sines	1 200,0	9,47%	10 383 888,24
Ribatejo	1 209,6	9,54%	10 466 959,35
Lares	901,0	7,11%	7 796 569,42
Aguieira	300,0	2,37%	2 595 972,06
Raiva	24,0	0,19%	207 677,76
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,33%	3 655 993,98
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,33%	3 655 993,98
PEGO (carvão)	615,2	4,85%	5 323 473,37
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,34%	9 147 513,28
<b>Total</b>	<b>12 676,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>109 688 680,47</b>

Ajustamento provisório do financiamento da Tarifa Social referente a 2018 por produtor

	Tarifas 2018			Estimativa 2018			Ajustamento provisório de 2018 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2018 com juros
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa			
	MW	%		MW	%				
			EUR			EUR	EUR	EUR	
Alto Lindoso	630,0	5,01%	4 191 584,74	630,0	4,97%	5 251 765,78	1 060 181,04	3 413,31	1 063 594,35
Touvedo	22,0	0,17%	146 372,80	22,0	0,17%	183 395,00	37 022,19	119,20	37 141,39
Alto Rabagão	72,0	0,57%	479 038,26	68,0	0,54%	566 857,26	87 819,00	282,74	88 101,74
Frades	196,0	1,56%	1 304 048,59	191,0	1,51%	1 592 202,01	288 153,42	927,73	289 081,15
Vila Nova/Paradela	135,8	1,08%	903 379,66	144,0	1,14%	1 200 403,61	297 023,95	956,29	297 980,23
Salamonde	42,0	0,33%	279 438,98	42,0	0,33%	350 117,72	70 678,74	227,55	70 906,29
Vilarinho das Furnas	138,0	1,10%	918 156,66	125,0	0,99%	1 042 017,02	123 860,36	398,78	124 259,14
Cançada	60,0	0,48%	399 198,55	62,0	0,49%	516 840,44	117 641,89	378,75	118 020,65
Miranda I e II	363,0	2,88%	2 415 151,21	369,0	2,91%	3 076 034,24	660 883,03	2 127,75	663 010,78
Picote	180,0	1,43%	1 197 595,64	195,0	1,54%	1 625 546,55	427 950,91	1 377,81	429 328,72
Picote II	246,0	1,95%	1 636 714,04	245,7	1,94%	2 048 188,65	411 474,61	1 324,77	412 799,38
Bemposta	210,0	1,67%	1 397 194,91	237,0	1,87%	1 975 664,27	578 469,35	1 862,41	580 331,77
Bemposta II	191,0	1,52%	1 270 782,04	203,0	1,60%	1 692 235,64	421 453,60	1 356,89	422 810,49
Pocinho	165,5	1,32%	1 101 388,79	186,0	1,47%	1 550 521,32	449 132,53	1 446,01	450 578,54
Valeira	216,0	1,72%	1 437 114,77	240,0	1,89%	2 000 672,68	563 557,91	1 814,41	565 372,31
Tabuaço (Vilar)	64,0	0,51%	425 811,78	58,0	0,46%	483 495,90	57 684,11	185,72	57 869,83
Régua	156,0	1,24%	1 037 916,22	156,0	1,23%	1 300 437,24	262 521,02	845,20	263 366,22
Carrapateiro	180,0	1,43%	1 197 595,64	201,0	1,59%	1 675 563,37	477 967,73	1 538,84	479 506,57
Torrão	146,0	1,16%	971 383,13	140,0	1,10%	1 167 059,06	195 675,93	629,99	196 305,92
Crestuma-Lever	105,0	0,83%	698 597,46	108,3	0,85%	902 803,55	204 206,09	657,45	204 863,54
Caldeirão	32,0	0,25%	212 905,89	40,0	0,32%	333 445,45	120 539,55	388,08	120 927,64
Cabril	98,0	0,78%	652 030,95	108,0	0,85%	900 302,70	248 271,76	799,32	249 071,08
Bouçã	50,0	0,40%	332 665,46	44,0	0,35%	366 789,99	34 124,54	109,87	34 234,40
Castelo de Bode	141,0	1,12%	938 123,24	159,0	1,25%	1 325 445,65	387 322,41	1 247,01	388 569,42
Pracana	41,0	0,33%	272 785,67	41,0	0,32%	341 781,58	68 995,91	222,14	69 218,04
Fratel	130,0	1,03%	864 923,53	132,0	1,04%	1 100 369,97	235 446,44	758,03	236 204,47
Varosa	24,7	0,20%	164 409,92	25,0	0,20%	208 403,40	43 993,48	141,64	44 135,12
Sabugueiro I	13,2	0,11%	88 089,81	12,8	0,10%	106 702,54	18 612,73	59,92	18 672,65
Desterro	13,2	0,10%	87 823,68	13,2	0,10%	110 037,00	22 213,32	71,52	22 284,83
Ponte de Jugais	19,2	0,15%	127 876,60	20,3	0,16%	169 223,56	41 346,96	133,12	41 480,08
Vila Cova	23,4	0,19%	155 687,43	23,4	0,18%	195 065,59	39 378,15	126,78	39 504,93
Santa Luzia	28,6	0,23%	190 018,51	24,4	0,19%	203 401,72	13 383,21	43,09	13 426,30
Belver	80,7	0,64%	536 928,70	80,7	0,64%	672 726,19	135 797,49	437,21	136 234,70
Alqueva I	240,0	1,91%	1 596 794,19	259,2	2,04%	2 160 726,49	563 932,30	1 815,61	565 747,92
Alqueva II	257,4	2,05%	1 712 561,77	259,2	2,04%	2 160 726,49	448 164,73	1 442,89	449 607,62
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,59%	497 002,19	74,7	0,59%	622 709,37	125 707,18	404,72	126 111,90
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,29%	239 519,13	36,0	0,28%	300 100,90	60 581,77	195,05	60 776,82
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,22%	1 017 956,29	153,0	1,21%	1 275 428,83	257 472,54	828,95	258 301,48
Venda Nova III (Frades II)	780,0	6,20%	5 189 581,11	799,0	6,30%	6 660 572,79	1 470 991,68	4 735,94	1 475 727,62
Salamonde II	246,0	1,95%	1 636 714,04	224,0	1,77%	1 867 294,50	230 580,46	742,37	231 322,82
Foz Tua	261,0	2,07%	1 736 513,68	262,0	2,07%	2 184 067,67	447 553,99	1 440,92	448 994,92
Bouçoais-Sonim	11,2	0,09%	74 250,93	11,2	0,09%	93 031,28	18 780,35	60,46	18 840,81
Bragadas	11,8	0,09%	78 562,27	11,5	0,09%	95 865,57	17 303,29	55,71	17 359,00
Cabriz	10,5	0,08%	69 819,83	10,4	0,08%	86 520,76	16 700,93	53,77	16 754,70
Nunes	11,0	0,09%	73 226,32	8,7	0,07%	72 274,30	-952,02	-3,07	-955,08
Pedrogão	10,0	0,08%	66 533,09	10,1	0,08%	84 194,98	17 661,88	56,86	17 718,75
Penacova	10,5	0,08%	69 932,93	9,6	0,08%	79 943,55	10 010,61	32,23	10 042,84
Sabugueiro II	10,0	0,08%	66 533,09	10,0	0,08%	83 361,36	16 828,27	54,18	16 882,45
Terragido	11,0	0,09%	73 246,28				-73 246,28	-235,82	-73 482,10
Senhora Do Porto	8,8	0,07%	58 715,45	8,8	0,07%	73 566,40	14 850,95	47,81	14 898,76
Torga	9,3	0,07%	61 622,95				-61 622,95	-198,40	-61 821,35
Sordo	9,3	0,07%	61 756,02				-61 756,02	-198,83	-61 954,84
Canedo 2	9,8	0,08%	65 209,08	10,1	0,08%	84 028,25	18 819,17	60,59	18 879,76
Rebordelo	9,9	0,08%	65 867,76	9,9	0,08%	82 527,75	16 659,99	53,64	16 713,63
Ermal	10,0	0,08%	66 433,29	10,0	0,08%	83 361,36	16 928,07	54,50	16 982,57
Sines	1 259,0	10,01%	8 376 516,18	1 200,0	9,47%	10 003 363,39	1 626 847,21	5 237,72	1 632 084,94
Ribatejo	1 210,8	9,62%	8 055 826,68	1 209,6	9,54%	10 083 390,29	2 027 563,62	6 527,85	2 034 091,47
Lares	902,2	7,17%	6 002 482,42	901,0	7,11%	7 510 858,68	1 508 376,26	4 856,30	1 513 232,56
Aguireira	270,0	2,15%	1 796 393,46	300,0	2,37%	2 500 840,85	704 447,39	2 268,01	706 715,39
Raiva	20,0	0,16%	133 066,18	24,0	0,19%	200 067,27	67 001,09	215,71	67 216,80
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,36%	2 811 156,17	422,5	3,33%	3 522 017,53	710 861,36	2 288,66	713 150,02
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,36%	2 811 156,17	422,5	3,33%	3 522 017,53	710 861,36	2 288,66	713 150,02
PEGO (carvão)	615,0	4,89%	4 091 785,11	615,2	4,85%	5 128 390,96	1 036 605,86	3 337,41	1 039 943,27
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,40%	7 033 346,13	1 057,1	8,34%	8 812 296,25	1 778 950,12	5 727,43	1 784 677,55
<b>Total</b>	<b>12 583,6</b>	<b>100,00%</b>	<b>83 722 813,44</b>	<b>12 676,0</b>	<b>100,00%</b>	<b>105 669 061,98</b>	<b>21 946 248,53</b>	<b>70 657,17</b>	<b>22 016 905,70</b>

Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2017 por produtor

	Tarifas 2017			Real 2017			Ajustamento referente a 2017 sem juros	Juros	Ajustamento referente a 2017 com juros	Ajustamento provisório de 2017 em T2018	Ajustamento definitivo de 2017 em T2019
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa					
	MW	%		MW	%						
			EUR			EUR	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
Alto Lindoso	630,0	5,03%	3 717 378,97	630,0	4,97%	4 840 568,04	1 123 189,1	10 431,3	1 133 620,3	1 176 724,4	-46 892,6
Touvedo	22,0	0,18%	129 813,23	22,0	0,17%	169 035,71	39 222,5	364,3	39 586,7	41 092,0	-1 637,5
Alto Rabagão	72,0	0,58%	424 843,31	68,0	0,54%	522 474,01	97 630,7	906,7	98 537,4	134 482,8	-36 378,3
Frades	195,5	1,56%	1 153 685,61	191,0	1,51%	1 467 537,30	313 851,7	2 914,8	316 766,5	368 941,6	-53 363,0
Vila Nova/Paradela	135,8	1,08%	801 177,78	144,0	1,14%	1 106 415,55	305 237,8	2 834,8	308 072,6	253 610,3	53 645,8
Salamonde	42,0	0,34%	247 825,26	42,0	0,33%	322 704,54	74 879,3	695,4	75 574,7	78 448,3	-3 126,2
Vilarinho das Furnas	138,0	1,10%	814 283,01	125,0	0,99%	960 430,17	146 147,2	1 357,3	147 504,5	257 758,7	-111 084,1
Cançada	60,0	0,48%	354 036,09	62,0	0,49%	476 373,36	122 337,3	1 136,2	123 473,4	112 069,0	11 043,6
Miranda I e II	363,0	2,90%	2 141 918,36	369,0	2,91%	2 835 189,85	693 271,5	6 438,5	699 710,0	699 710,0	19 509,7
Picote	180,0	1,44%	1 062 108,28	195,0	1,54%	1 498 271,06	436 162,8	4 050,7	440 213,5	336 207,0	102 924,1
Picote II	245,7	1,96%	1 449 777,80	245,7	1,94%	1 887 821,54	438 043,7	4 068,2	442 111,9	461 263,8	-20 637,0
Bemposta	210,0	1,68%	1 239 126,32	237,0	1,87%	1 820 975,60	581 849,3	5 403,7	587 253,0	392 241,5	193 748,7
Bemposta II	191,0	1,53%	1 127 014,89	203,0	1,60%	1 559 738,59	432 723,7	4 018,8	436 742,5	356 752,9	78 841,0
Pocinho	165,5	1,32%	976 785,58	186,0	1,47%	1 429 120,09	452 334,5	4 200,9	456 535,4	309 198,3	146 341,6
Valeira	216,0	1,73%	1 274 529,93	240,0	1,89%	1 844 025,92	569 496,0	5 289,0	574 785,0	403 448,4	170 037,7
Tabuaço (Vilar)	64,0	0,51%	377 638,50	58,0	0,46%	445 639,60	68 001,1	631,5	68 632,6	59 540,3	9 092,3
Régua	156,0	1,25%	920 493,84	156,0	1,23%	1 198 616,85	278 123,0	2 583,0	280 706,0	291 379,4	-11 611,5
Carrapatelo	180,0	1,44%	1 062 108,28	201,0	1,59%	1 544 371,71	482 263,4	4 478,9	486 742,3	336 207,0	149 452,9
Torrão	146,0	1,17%	861 487,83	140,0	1,10%	1 075 681,79	214 194,0	1 989,3	216 183,2	272 701,2	-57 396,0
Crestuma-Lever	105,0	0,84%	619 563,16	108,3	0,85%	832 116,70	212 553,5	1 974,0	214 527,6	196 120,7	17 775,4
Caldeirão	32,0	0,26%	188 819,25	40,0	0,32%	307 337,65	118 518,4	1 100,7	119 619,1	59 570,0	59 656,5
Cabril	98,0	0,78%	578 264,85	108,0	0,85%	829 811,66	251 546,8	2 336,2	253 883,0	183 047,9	70 245,8
Bouçã	50,0	0,40%	295 030,08	44,0	0,35%	338 071,42	43 041,3	399,7	43 441,1	93 390,8	-50 250,4
Castelo de Bode	141,0	1,13%	831 990,72	159,0	1,25%	1 221 667,17	389 676,5	3 619,0	393 295,5	263 364,0	129 083,5
Pracana	41,0	0,33%	241 924,66	41,0	0,32%	315 021,09	73 096,4	678,9	73 775,3	76 580,5	-3 051,7
Fratel	130,0	1,04%	767 072,30	132,0	1,04%	1 014 214,26	247 142,0	2 295,3	249 437,2	242 814,3	5 841,2
Varosa	24,7	0,20%	145 809,76	25,0	0,20%	192 086,03	46 276,3	429,8	46 706,0	46 155,6	401,8
Sabugueiro I	13,2	0,11%	78 123,96	12,8	0,10%	98 348,05	20 224,1	187,8	20 411,1	24 729,9	-4 397,6
Desterro	13,2	0,11%	77 887,94	13,2	0,10%	101 421,43	23 533,5	218,6	23 752,0	24 655,2	-982,5
Ponte de Jugais	19,2	0,15%	113 409,56	20,3	0,16%	155 973,86	42 564,3	395,3	42 959,6	35 899,4	6 944,6
Vila Cova	23,4	0,19%	138 074,08	23,4	0,18%	179 792,53	41 718,5	387,4	42 105,9	43 706,9	-1 741,7
Santa Luzia	28,6	0,23%	168 521,18	24,4	0,19%	187 475,97	18 954,8	176,0	19 130,8	53 344,8	-34 385,8
Belver	80,7	0,64%	476 184,45	80,7	0,64%	620 053,72	143 869,3	1 336,1	145 205,4	150 734,7	-6 014,5
Alqueva I	240,0	1,92%	1 416 144,37	259,2	2,04%	1 991 548,00	575 403,6	5 343,9	580 747,5	448 276,0	131 028,3
Alqueva II	257,4	2,06%	1 518 814,84	259,2	2,04%	1 991 548,00	472 733,2	4 390,4	477 123,5	480 776,0	-5 200,3
Ribeiradio/Ermida	75,0	0,60%	442 545,12	74,7	0,59%	573 953,07	131 408,0	1 220,4	132 628,4	137 744,9	-5 560,0
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,29%	212 421,66	36,0	0,28%	276 603,89	64 182,2	596,1	64 778,3	67 241,4	-2 679,6
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,22%	902 792,04	153,0	1,21%	1 175 566,53	272 774,5	2 533,3	275 307,8	285 775,9	-11 388,2
Venda Nova III (Frades II)	799,0	6,38%	4 714 580,63	799,0	6,30%	6 139 069,63	1 424 489,0	13 229,5	1 437 718,5	1 344 101,1	89 290,0
Salamonde II	220,0	1,76%	1 298 132,34	224,0	1,77%	1 721 090,86	422 958,5	3 928,1	426 886,6	613 834,9	-188 924,6
Foz Tua	261,0	2,08%	1 540 057,00	262,0	2,07%	2 013 061,63	473 004,6	4 392,9	477 397,5	487 500,1	-11 672,1
Bouçoaís-Sonim	11,2	0,09%	65 850,71	11,2	0,09%	85 747,21	19 896,5	184,8	20 081,3	20 844,8	-830,7
Bragadas	11,8	0,09%	69 674,30	11,5	0,09%	88 359,58	18 685,3	173,5	18 858,8	22 055,2	-3 267,4
Cabriz	10,5	0,08%	61 920,91	10,4	0,08%	79 746,44	17 825,5	165,5	17 991,1	19 600,9	-1 672,9
Nunes	11,0	0,09%	64 942,02	8,7	0,07%	66 615,44	1 673,4	15,5	1 689,0	20 557,2	-18 934,4
Pedrogão	10,0	0,08%	59 006,02	10,1	0,08%	77 602,76	18 596,7	172,7	18 769,5	18 678,2	31,2
Penacova	10,5	0,08%	62 021,22	9,6	0,08%	73 684,20	11 663,0	108,3	11 771,3	19 632,6	-7 924,5
Sabugueiro II	10,0	0,08%	59 006,02	10,0	0,08%	76 834,41	17 828,4	165,6	17 994,0	18 678,2	-744,3
Terragido	11,0	0,09%	64 959,72				-64 959,7	-603,3	-65 563,0	20 562,8	-86 192,0
Senhora Do Porto				8,8	0,07%	67 806,37	67 806,4	629,7	68 436,1	68 874,1	-659,8
Torga										72 284,7	-72 517,4
Sordo										72 440,8	-72 674,0
Canedo 2				10,1	0,08%	77 449,09	77 449,1	719,3	78 168,4	76 491,3	1 430,8
Rebordelo				9,9	0,08%	76 066,07	76 066,1	706,4	76 772,5	77 263,9	-740,2
Ermal				10,0	0,08%	76 834,41	76 834,4	713,6	77 548,0	77 927,3	-630,2
Sines	1 258,8	10,06%	7 427 441,20	1 200,0	9,47%	9 220 129,61	1 792 688,4	16 649,0	1 809 337,4	2 353 005,7	-551 243,9
Ribatejo	1 210,0	9,67%	7 139 727,87	1 209,6	9,54%	9 293 890,65	2 154 162,8	20 006,1	2 174 168,9	2 266 301,5	-99 429,1
Lares	902,2	7,21%	5 323 404,70	901,0	7,11%	6 922 780,65	1 599 375,9	14 853,7	1 614 229,6	1 685 106,7	-76 302,3
Agueira	267,0	2,13%	1 575 460,61	300,0	2,37%	2 305 032,40	729 571,8	6 775,7	736 347,5	522 120,3	212 546,2
Raiva	23,0	0,18%	135 713,84	24,0	0,19%	184 402,59	48 688,8	452,2	49 140,9	19 546,5	29 531,5
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,38%	2 493 122,16	422,5	3,33%	3 246 253,97	753 131,8	6 994,5	760 126,3	789 189,8	-31 604,4
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,38%	2 493 122,16	422,5	3,33%	3 246 253,97	753 131,8	6 994,5	760 126,3	789 189,8	-31 604,4
PEGO (carvão)	615,2	4,91%	3 630 050,07	615,2	4,85%	4 726 853,11	1 096 803,0	10 186,2	1 106 989,3	1 147 519,8	-44 225,1
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,44%	6 237 643,90	1 057,1	8,34%	8 122 319,51	1 884 675,6	17 503,3	1 902 178,9	1 974 506,2	-78 684,2
<b>Total</b>	<b>12 518,3</b>	<b>100,0%</b>	<b>73 865 264,3</b>	<b>12 676,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>97 395 486,84</b>	<b>23 530 222,59</b>	<b>218 529,53</b>	<b>23 748 752,11</b>	<b>23 892 027,19</b>	<b>-220 196,79</b>