

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O  
PERÍODO 2018 A 2020**

Dezembro 2017

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>PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DA REN .....</b>	<b>3</b>
2.1	Mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência .....	5
2.1.1	Parâmetros .....	20
2.2	Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos da RNT .....	20
2.2.1	Parâmetros .....	24
2.3	Base de custos de exploração para 2018 e fator de eficiência para o período 2018 a 2020 para a atividade de TEE .....	35
2.3.1	Análise de desempenho .....	36
2.3.2	Base de custos .....	40
2.3.3	Indutores de Custo .....	42
2.3.4	Meta de eficiência .....	42
2.3.5	Parâmetros .....	43
2.4	Parâmetros para a atividade de Gestão global do sistema da REN .....	43
2.4.1	Base de custos .....	44
2.4.2	Parâmetros .....	47
<b>3</b>	<b>PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR .....</b>	<b>49</b>
3.1	Parâmetros .....	52
<b>4</b>	<b>PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>53</b>
4.1	Base de custos de exploração para 2018 e fator de eficiência para o período 2018 a 2020 .....	55
4.1.1	Base de custos .....	55
4.1.2	Indutores de custo .....	64
4.1.2.1	Indutores AT/MT .....	65
4.1.2.2	Indutores BT .....	66
4.1.3	Definição das metas de Eficiência .....	70
4.1.3.1	<i>Benchmarking</i> .....	73
4.1.3.2	Meta de eficiência e índice de Malmquist .....	82
4.1.4	Parâmetros .....	86
4.2	Mecanismo de incentivo aos investimentos em rede inteligente.....	88
4.2.1	Parâmetros .....	93
4.3	Incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	94
4.3.1	Parâmetros .....	95
4.4	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço .....	97
4.4.1.1	Parâmetros da componente 1.....	97
4.4.1.2	Parâmetros da componente 2.....	103
<b>5</b>	<b>PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....</b>	<b>109</b>

5.1	Comparação entre as atividades nas duas Regiões Autónomas .....	109
5.1.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	110
5.1.2	Distribuição de Energia Elétrica (DEE) .....	112
5.2	EDA .....	115
5.2.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	116
5.2.1.1	Parâmetros .....	122
5.2.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	123
5.2.2.1	Parâmetros .....	135
5.3	EEM.....	137
5.3.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	138
5.3.1.1	Parâmetros .....	145
5.3.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	146
5.3.2.1	Parâmetros .....	156
5.4	Mecanismo de incentivo ao investimento em rede inteligente na RAA e na RAM .....	158
5.4.1	Parâmetros .....	158
<b>6</b>	<b>COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP SERVIÇO UNIVERSAL E REGIÕES AUTÓNOMAS.....</b>	<b>161</b>
6.1	Enquadramento.....	161
6.2	Caracterização da atividade .....	162
6.2.1	EDP SU .....	162
6.2.2	EDA .....	166
6.2.3	EEM.....	168
6.2.3.1	<i>Benchmarking</i> das empresas comercializadoras nas Regiões Autónomas.....	170
6.3	Definição dos Parâmetros .....	173
6.3.1	Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência .....	173
6.3.2	Base de custos para 2018 EDP SU .....	176
6.3.3	Base de custos para 2018 EDA .....	179
6.3.4	Base de custos para 2018 EEM.....	182
6.3.5	Metas de eficiência.....	185
6.3.6	Parâmetros 2018-2020.....	185
<b>7</b>	<b>CUSTO DE CAPITAL.....</b>	<b>193</b>
7.1	Introdução .....	193
7.2	Evolução do contexto regulatório e económico .....	194
7.3	Metodologia.....	200
7.4	Definição das variáveis de cálculo do custo de capital .....	202
7.4.1	Taxa de imposto .....	202
7.4.2	Taxa de juro sem risco .....	202
7.4.3	Gearing.....	204
7.4.4	Custo do capital próprio .....	208
7.4.4.1	Breve enquadramento teórico.....	208
7.4.4.2	Prémio de risco de mercado e betas do capital próprio.....	209
7.4.5	Custo do capital alheio .....	220
7.5	Custo do capital médio ponderado para 2018 .....	225

7.6	Metodologia de indexação para o período 2018 a 2020 .....	228
7.6.1	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	229
7.6.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	230
<b>8</b>	<b>CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO .....</b>	<b>233</b>
8.1	Níveis eficientes de Custos .....	233
8.1.1	Enquadramento .....	233
8.1.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia.....	235
8.1.3	Metodologia de aferição dos custos de referência.....	240
8.1.3.1	Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica.....	241
8.1.3.2	Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” .....	241
8.1.3.3	Análise dos Resultados .....	243
8.2	Repartição Componente Fixa vs Componente Variável .....	250
<b>9</b>	<b>MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS</b>	<b>257</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do investimento transferido para exploração da atividade de TEE .....	8
Figura 2-2 - Evolução do CAPEX da atividade de TEE .....	8
Figura 2-3 - Rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) de todas as obras sujeitas a custos de referência.....	9
Figura 2-4 – Percentis dos rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) de todas as obras sujeitas a custos de referência.....	10
Figura 2-5 - Rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) das obras sujeitas a custos de referência com custo real superior a 1,25 M€.....	11
Figura 2-6 – Percentis dos rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) das obras sujeitas a custos de referência com custo real superior a 1,25 M€ .....	11
Figura 2-7 - Rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) das obras sujeitas a custos de referência com custo real superior a 3,65 M€.....	12
Figura 2-8 – Percentis dos rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) das obras sujeitas a custos de referência com custo real superior a 3,65 M€ .....	12
Figura 2-9 – Valor anual e acumulado desde 2009 dos rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) de todas as obras com prémio na taxa de remuneração.....	14
Figura 2-10 – Valor anual e acumulado desde 2009 dos rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) das obras em subestações com prémio na taxa de remuneração .....	14
Figura 2-11 – Valor anual e acumulado desde 2009 dos rácios $C_{ref}/C_{real}$ (custos diretos) das obras em linhas com prémio na taxa de remuneração .....	15
Figura 2-12 - Evolução dos encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo de custos de referência e comparação com os valores reais.....	17
Figura 2-13 - Comparação das taxas EEG+EF reais e de referência, para obras valorizadas a custos de referência .....	18
Figura 2-14 – Evolução projetada para os encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo de custos de referência e os correspondentes valores reais e previstos .....	19
Figura 2-15 - Aplicação do incentivo MEEFVU entre 2009 e 2017 e previsão da REN para o período regulatório de 2018 a 2020.....	22
Figura 2-16 – Estimativa dos benefícios para os consumidores resultantes do incentivo MEEFVU ....	23
Figura 2-17 – Conceção do incentivo $I_{REI}$ e respetivos parâmetros.....	25
Figura 2-18 - Evolução anual do valor da capacidade térmica e da capacidade disponibilizada ao mercado no sentido da importação, respetivas percentagens e valores de "Interligações" .....	29
Figura 2-19 - Comparação Europeia da percentagem da capacidade térmica disponibilizada ao mercado.....	29
Figura 2-20 - Evolução de "Interligações" e valores de referência no âmbito do mecanismo.....	30
Figura 2-21 – Evolução do rácio Pact e das rúbricas para a sua determinação .....	31
Figura 2-22 – Rentabilidade da REN com o incentivo MEEFVU, com substituição total dos ativos em fim de vida útil e para os diferentes níveis do incentivo $I_{REI}$ .....	32
Figura 2-23 – Incentivo $I_{REI}$ para o período regulatório 2018-2020 e comparação com os valores reais e previsionais do incentivo MEEFVU.....	33
Figura 2-24 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de TEE .....	37

Figura 2-25 - Evolução dos custos de exploração reais/aceites da atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	37
Figura 2-26 - Comparabilidade histórica da evolução do OPEX líquido da REN com a evolução do OPEX líquido aceite pela ERSE a preços constantes de 2016 .....	38
Figura 2-27 - OPEX controlável unitário a preços constantes de 2016 (índice base 2000=100) .....	39
Figura 2-28 - OPEX unitário na atividade de TEE por período regulatório (preços constantes de 2016).....	40
Figura 2-29 - Custos de exploração líquidos de proveitos.....	45
Figura 2-30 - Custos de exploração GGS.....	45
Figura 2-31 - Custos de exploração, líquidos de proveitos, com desagregação dos serviços do intragrupo.....	46
Figura 4-1 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE.....	56
Figura 4-2 - Evolução do OPEX controlável (preços correntes) .....	59
Figura 4-3 - OPEX total (preços correntes).....	60
Figura 4-4 - OPEX total por nível de tensão (preços correntes) .....	60
Figura 4-5 - OPEX unitário por energia (preços constantes 2016).....	60
Figura 4-6 - OPEX unitário por energia por nível de tensão (preços constantes 2016) .....	61
Figura 4-7 – Metodologia para novo período de regulação .....	62
Figura 4-8 – Evolução do CAPEX em BT .....	63
Figura 4-9 - Evolução do número de clientes ligados na rede de BT no período de 2011 a 2020.....	67
Figura 4-10 - Evolução da energia distribuída na rede de BT no período de 2011 a 2020 .....	68
Figura 4-11 - Evolução da potência instalada em PTs da rede de BT no período de 2011 a 2020 .....	68
Figura 4-12 - Evolução da extensão da rede de BT no período de 2011 a 2020 .....	69
Figura 4-13 - Métodos de análise de eficiência.....	71
Figura 4-14 - Conceção do incentivo ao investimento em redes inteligentes para o período regulatório 2018-2020, por projeto .....	91
Figura 4-15 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	95
Figura 4-16 - Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo, incluindo os valores propostos para o período regulatório 2018-2020 .....	96
Figura 4-17 – Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço .....	98
Figura 4-18 – Valores de TIEPI em Portugal .....	99
Figura 4-19 - Valores da componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2016 .....	100
Figura 4-20 – Valores de TIEPI para o período regulatório de 2018-2020.....	101
Figura 4-21 - Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço .....	103
Figura 4-22 – Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT .....	104
Figura 4-23 – Evolução da razão entre o SAIDI MT 5% e a média deslizante do SAIDI MT .....	105
Figura 4-24 – Valores de SAIDI MT 5% para o período regulatório de 2018-2020 .....	106
Figura 4-25 – Redução da assimetria entre os clientes pior servidos e a média global pretendida coma componente 2 do incentivo .....	107

Figura 5-1 - Comparação do OPEX real unitário da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade .....	111
Figura 5-2 - Comparação do OPEX previsional da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (período regulatório 2018-2020).....	111
Figura 5-3 - Comparação do OPEX real unitário da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade .....	112
Figura 5-4 - Comparação do OPEX previsional da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (período regulatório 2018-2020).....	113
Figura 5-5 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de AGS .....	117
Figura 5-6 - Evolução da base de custos .....	119
Figura 5-7 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia fornecida .....	120
Figura 5-8 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS.....	121
Figura 5-9 - Resultado previsto com aplicação da metodologia .....	123
Figura 5-10 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE.....	124
Figura 5-11 - Evolução da base de custos .....	125
Figura 5-12 - Evolução da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos a custos totais entre 2015 e 2016 – atividade de DEE .....	126
Figura 5-13 - Evolução da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos a custos diretos entre 2015 e 2017 – atividade de DEE .....	127
Figura 5-14 - Evolução da rubrica de Gastos com Pessoal a custos totais entre 2015 e 2016 – atividade de DEE .....	127
Figura 5-15 - Evolução dos custos de exploração da atividade de DEE .....	128
Figura 5-16 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE .....	129
Figura 5-17 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de DEE .....	131
Figura 5-18 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em AT/MT .....	136
Figura 5-19 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em BT .....	136
Figura 5-20 - Evolução da base de custos (preços correntes) .....	140
Figura 5-21 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia produzida (produção própria) .....	141
Figura 5-22 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de AGS .....	142
Figura 5-23 - Resultado previsto com aplicação da metodologia .....	146
Figura 5-24 - Evolução da base de custos .....	148
Figura 5-25 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por energia distribuída, preços constantes de 2016).....	149
Figura 5-26 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por número de clientes, preços constantes de 2016) .....	149
Figura 5-27 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE.....	151
Figura 5-28 - Resultado previsto com aplicação da metodologia .....	157
Figura 6-1 - Evolução número médio de clientes da EDP SU .....	163

Figura 6-2 - Custos unitários por cliente (preços constantes 2016) .....	164
Figura 6-3 - Custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência EDP SU .....	165
Figura 6-4 - Evolução dos custos não controláveis EDP SU .....	166
Figura 6-5 - Evolução número médio de clientes da EDA .....	167
Figura 6-6 - Custos unitários por cliente EDA (preços constantes de 2016) .....	168
Figura 6-7 - Evolução número médio de clientes da EEM .....	169
Figura 6-8 - Custos unitários por cliente EEM (preços constantes de 2016).....	170
Figura 6-9 - Comparação <i>ex-post</i> dos custos de exploração reais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (energia vendida a retalho) de 2006 a 2016, a preços constantes de 2016 .....	171
Figura 6-10 - Comparação <i>ex-ante</i> (2017-2020) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (energia vendida a retalho), a preços constantes de 2016 .....	171
Figura 6-11 - Comparação <i>ex-post</i> dos custos de exploração reais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (número médio de clientes), a preços constantes de 2016 ..	172
Figura 6-12 - Comparação <i>ex-ante</i> (2017-2020) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (número médio de clientes), a preços constantes de 2016 .....	173
Figura 6-13 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de CEE.....	174
Figura 6-14 - Base de custos controláveis metodologia de cálculo para 2018.....	178
Figura 6-15 - Base de custos controláveis metodologia de cálculo para 2018.....	181
Figura 6-16 - Base de custos controláveis metodologia de cálculo para 2018.....	184
Figura 6-17 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDP SU .....	187
Figura 6-18 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDP SU .....	187
Figura 6-19 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDA .....	189
Figura 6-20 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDA .....	189
Figura 6-21 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EEM.....	191
Figura 6-22 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EEM.....	191
Figura 7-1 - <i>Yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa .....	196
Figura 7-2 - <i>Yields</i> das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund).....	197
Figura 7-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses .....	198
Figura 7-4 - <i>Yields</i> das OTs e das Bunds a 2 anos .....	199
Figura 7-5 - Inflação (IPC) em Portugal .....	199
Figura 7-6 - <i>Yields</i> das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano .....	203
Figura 7-7 - <i>Gearing</i> dos Grupos EDP e REN .....	205
Figura 7-8 - <i>Gearing</i> EDP Distribuição - Energia, S.A. e a REN, Rede Elétrica Nacional, S.A. ....	205
Figura 7-9 - Evolução do prémio de risco de mercado .....	211
Figura 7-10 - Evolução do custo médio da dívida da EDP, REN EEM e EDA .....	220
Figura 7-11 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e da REN com maturidade entre 2020 e 2023 e das OTs a 5 anos .....	221

Figura 7-12 - Emissões de dívida e yields de obrigações recentes da EDP e da REN .....	222
Figura 7-13 - Emissões recentes de dívida da EDP e REN, <i>yields</i> respetivas em setembro de 2017 e valor proposta para o custo do capital alheio .....	225
Figura 7-14 - CCMP 2015-2017 e CCMP 2018-2020 vs media <i>yields</i> obrigações com maturidade a 10 anos .....	228
Figura 7-15 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica.....	230
Figura 7-16 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte e Gestão de Sistema .....	231
Figura 8-1- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE .....	234
Figura 8-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão .....	237
Figura 8-3 - Análise DEA com <i>Outliers</i> .....	245
Figura 8-4 - Análise DEA sem <i>Outliers</i> .....	247
Figura 8-5 - Análise DEA sem <i>Outliers</i> aplicada aos Clusters.....	249

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Parâmetros a aplicar no mecanismo de custos de referência.....	20
Quadro 2-2 - Parâmetros a aplicar no incentivo IREI.....	35
Quadro 2-3 - Taxas de inflação .....	36
Quadro 2-4 - Parâmetros da TEE .....	43
Quadro 2-5 - Parâmetros da GGS .....	47
Quadro 3-1 - Parâmetros da atividade de OLMC .....	52
Quadro 4-1 - Base de custos para 2018 – AT/MT .....	64
Quadro 4-2 - Base de custos para 2018 – BT.....	64
Quadro 4-3 - Caracterização da amostra.....	76
Quadro 4-4 - Estatísticas descritivas.....	77
Quadro 4-5 – Evolução dos Indutores e sua Variabilidade.....	79
Quadro 4-6 – Correlações .....	79
Quadro 4-7 - Resultados do Modelo – Todas Empresas .....	80
Quadro 4-8 - Resultados do Modelo – Clientes > 1 000 000.....	81
Quadro 4-9 - Decomposição do Índice de Malmquist – Todas Empresas ( <i>Pure Efficiency change effect, Scale effect e Technological change effect</i> ).....	83
Quadro 4-10 - Decomposição do Índice de Malmquist – Empresas > 1 000 000 clientes ( <i>Pure Efficiency change effect, Scale effect e Technological change effect</i> ) .....	85
Quadro 4-11 - Variáveis definidas no período de regulação 2015-2017 e 2018-2020.....	87
Quadro 4-12 – OPEX e TOTEX definidos para 2018 e evolução para os restantes anos .....	87
Quadro 4-13 – Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligentes da atividade de DEE no Continente .....	93

Quadro 4-14 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 .....	96
Quadro 4-15 - Determinação dos valores de END <sub>REF</sub> propostos para o período de regulação de 2018-2020.....	101
Quadro 4-16 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2018-2020 .....	102
Quadro 4-17 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2015-2017 .....	104
Quadro 4-18 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2018-2020 .....	106
Quadro 5-1 - Resultados do Modelo – Todas Empresas .....	114
Quadro 5-2 - Taxa de inflação.....	116
Quadro 5-3 - Parâmetros da AGS.....	122
Quadro 5-4 - Resultados do Modelo – Todas Empresas.....	133
Quadro 5-5 - Parâmetros da DEE .....	135
Quadro 5-6 - Parâmetros aplicados na EEM (AGS e DEE) nos três últimos períodos regulatórios ...	138
Quadro 5-7 - Parâmetros da AGS.....	146
Quadro 5-8 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM DEE .....	153
Quadro 5-9 – Resultados do índice de Malmquist para a EEM.....	155
Quadro 5-10 - Parâmetros da DEE .....	157
Quadro 5-11 - Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligentes da atividade de DEE na RAA .....	158
Quadro 5-12 - Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligentes da atividade de DEE na RAM.....	159
Quadro 6-1 - Resumo da metodologia de cálculo da base de custos controláveis 2018.....	176
Quadro 6-2 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – aceites para efeitos tarifários.....	177
Quadro 6-3 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – verificado .....	177
Quadro 6-4 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – aceites para efeitos tarifários .....	180
Quadro 6-5 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – verificado .....	180
Quadro 6-6 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – ERSE.....	183
Quadro 6-7 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM.....	183
Quadro 6-8 - Parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização da EDP SU para 2018-2020 .....	186
Quadro 6-9 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EDA para 2018-2020.....	188
Quadro 6-10 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EEM para 2018-2020 .....	190
Quadro 7-1 - Taxa de juro sem risco.....	204
Quadro 7-2 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus .....	207
Quadro 7-3 - <i>Gearing</i> definido para o período regulatório e valores de comparação .....	208
Quadro 7-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores.....	213
Quadro 7-5 - Prémio de risco de mercado para o período regulatório 2018-2020.....	214

Quadro 7-6 - Betas da EDP e da REN .....	217
Quadro 7-7 - Betas da EDP e da REN .....	220
Quadro 7-8 - Prémio de risco da dívida .....	224
Quadro 7-9 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor elétrico .....	226
Quadro 7-10 - Custo de Capital Médio Ponderado proposto para a atividade de DEE e para a atividade de TEE para 2018 .....	226
Quadro 8-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2016 .....	235
Quadro 8-2 - Valor médio do Custo Unitário por categoria de dimensão .....	237
Quadro 8-3 - Valor médio do Custo Unitário por Setor de Atividade .....	238
Quadro 8-4 - Valor médio do Custo Unitário por Enquadramento Regulatório .....	239
Quadro 8-5 - Valor médio do Custo Unitário relativamente à Inserção em Grupo Económico .....	239
Quadro 8-6 - Estatística descritivas .....	244
Quadro 8-7 - Componentes das diversas categorias de custo .....	252
Quadro 8-8 – Resultados dos Modelos Paramétricos – Peso da Componente Fixa .....	253
Quadro 8-9 – Resultados dos Questionários – Peso da Componente Fixa .....	254
Quadro 8-10 - Repartição componente fixa vs variável .....	255

## 1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se os parâmetros de regulação a aplicar às atividades reguladas para o período de regulação 2018-2020, justificando as metodologias adotadas, bem como os valores definidos. Os parâmetros definidos são o custo de capital, as bases de custos para o ano de 2018, as metas de eficiência a aplicar nos anos 2019 e 2020, bem como os parâmetros de mecanismos de regulação por incentivos existentes para as diferentes atividades reguladas.

Os parâmetros são aplicados às empresas reguladas, nomeadamente, à REN, S.A., à ADENE (na sua vertente de Operador Logístico de Mudança de Comercializador do Setor Elétrico), à EDP Distribuição, S.A., à EDP Serviço Universal, S.A., à EDA, S.A. e à EEM, S.A..

A regulação por incentivos pretende incentivar as empresas a desenvolverem os processos mais eficientes e a tomar as decisões economicamente mais racionais, com vista à diminuição dos custos e à melhoria da qualidade dos seus processos, procurando, deixar às empresas margens de decisão suficientes para a prossecução destes objetivos.

Os parâmetros definidos no presente documento materializam as preocupações plasmadas na atual revisão regulamentar, designadamente a preocupação de harmonizar as metodologias regulatórias para as várias atividades reguladas e a melhoria de alguns mecanismos de incentivos já existentes, adequando-os melhor aos objetivos preconizados.

A definição dos parâmetros regulatórios foi precedida de uma avaliação do desempenho das empresas face às metas propostas no anterior período regulatório, com especial incidência nos anos de 2015 e de 2016, dois últimos anos em que as empresas apresentaram contas fechadas e auditadas, no seguimento da qual se procurou assegurar, com a redefinição dos parâmetros, uma partilha de ganhos por todos os agentes do setor.

No processo de análise e avaliação dos custos das várias entidades reguladas ao longo dos anos anteriores, procedeu-se à harmonização do tratamento dado a alguns dos agregados de custos, entre as empresas, permitindo uma maior comparabilidade entre o desempenho das mesmas. Nesse particular refira-se, por exemplo, que para efeitos de avaliação da *performance* das empresas e da definição das bases de custos para o novo período regulatório, não foram considerados os movimentos com as provisões<sup>1</sup>, dado o caráter casuístico e aleatório de que as mesmas se revestem.

A estrutura do documento e respetivos conteúdos são os seguintes:

- O capítulo 2 apresenta os parâmetros para a atividade de Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte, REN, S.A..

---

<sup>1</sup> Não foram considerados os reforços e as utilizações/reversões das provisões.

- O capítulo 3 apresenta os parâmetros para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE.
- O capítulo 4 apresenta os parâmetros para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica do operador da rede de distribuição, EDP Distribuição, S.A..
- O capítulo 5 é dedicado às atividades reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Em particular, no ponto 4.1 são apresentados os parâmetros de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e de Distribuição de Energia Elétrica da entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores, EDA, S.A.. No ponto 4.2 são apresentados os parâmetros de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e de Distribuição de Energia Elétrica da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira, EEM, S.A..
- O capítulo 6 é dedicado às atividades de Comercialização de Energia Elétrica, quer no Continente quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- O capítulo 7 apresenta a metodologia aplicada na determinação do custo de capital das atividades reguladas do Continente e Regiões Autónomas.
- No capítulo 8 são apresentados os custos de referência para o Comercializador de Último Recurso.
- O capítulo 9 são apresentados os parâmetros do mecanismo de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, que foram objeto de revisão para o período regulatório 2018-2020.

## 2 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DA REN

Neste capítulo, determinam-se os parâmetros da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) para o período de regulação de 2018 a 2020.

Entre 1999 e 2008, os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica foram determinados em base anual e através de uma metodologia de custos aceites. Com o objetivo de promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte, foi implementado, no período regulatório 2009-2011 e seguintes, um modelo de regulação por incentivos, com incidência quer no CAPEX quer no OPEX. Com este modelo de regulação pretendeu-se conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e, simultaneamente, maior responsabilidade de atuação. Assim, foram implementados os seguintes incentivos à atividade de Transporte de Energia Elétrica:

- Mecanismo de valorização de novos ativos a custos de referência, destinado a promover a eficiência dos custos de investimento em novos equipamentos a integrar na rede de transporte, que premeia através da taxa de remuneração os investimentos considerados eficientes;
- No período de regulação 2009-2011 foi estabelecido o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), que se manteve no período de regulação 2012-2014, e no período de regulação 2015-2017, aplicável a Linhas e Transformadores, com o objetivo de prolongar a vida operacional deste tipo de ativos após terem sido totalmente amortizados, no pressuposto de que a sua condição operacional permite cumprir os padrões de segurança e qualidade de serviço. Na preparação do período de regulação 2015-2017, os parâmetros deste incentivo foram reavaliados, com vista a balancear os benefícios na perspetiva da empresa e dos consumidores e, adicionalmente, os Sistemas de Comando e Proteção passaram a ser elegíveis para receber o incentivo MEEFVU a partir de 2015, na sequência de proposta da empresa.
- Para o atual período regulatório 2018-2020, a ERSE teve o intuito de reforçar o quadro de regulação por incentivos aplicável à atividade de TEE, promovendo a adequação dos investimentos às necessidades reais do sistema. Esta intenção materializou-se na criação do incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT (IREI), que procura atingir este objetivo através de uma otimização da relação entre o imobilizado bruto em exploração e o imobilizado líquido remunerado pelas tarifas de uso da rede de transporte.
- Incentivo à diminuição dos custos de exploração, que estabeleceu limites máximos a aplicar a estes custos e que considerou custos de referência para a operação e manutenção dos ativos de rede, adaptados ao nível de atividade da empresa;
- Incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede de transporte, enquanto fator determinante da qualidade de serviço prestada aos utilizadores da rede.

A monitorização destes incentivos foi efetuada através da avaliação dos resultados obtidos ao longo dos períodos regulatórios anteriores, até 2016 (último ano em que estão disponíveis dados reais).

Ponderadas as vantagens e os inconvenientes, a ERSE decidiu a substituição do 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 desenvolve no presente documento mais adiante, e a revogação do incentivo ao aumento de disponibilidade dos elementos da RNT<sup>2</sup>, estendendo a aplicação dos restantes incentivos ao período de regulação 2018-2020, embora com as adaptações necessárias para melhorar os sinais económicos transmitidos à empresa. Refira-se também que esta adaptação está patente no recente processo de revisão regulamentar, no qual já haviam sido confirmadas as decisões acima referidas.

Até 2017, os proveitos da atividade de GGS foram determinados em base anual e através de uma metodologia de custos aceites, ao contrário das restantes atividades do setor elétrico reguladas pela ERSE, que têm sido sujeitas a metodologias de regulação sujeitas a metas de eficiência. Para o período regulatório 2018-2020, a ERSE decidiu aplicar uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de GGS, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência.

Tendo em conta o exposto, os parâmetros definidos para a atividade de TEE e para a atividade de GGS para o período 2018-2020, são os seguintes:

- OPEX TEE
  - Custos incrementais:
    - Base de custos de exploração para o ano 2018 e fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020;
    - Custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações;
- OPEX GGS
  - Base de custos de exploração para o ano 2018 e fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020;
- CAPEX TEE
  - A abordagem efetuada pela ERSE à parametrização do incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos ( $I_{REI}$ ) subdivide-se em:

---

<sup>2</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”.

- Parâmetros de índole económica, associados à definição dos montantes a proporcionar por este incentivo, tendo em conta o rácio entre ativo líquido médio e ativo bruto em exploração;
- Parâmetros de índole técnica, associados ao indicador que mede o desempenho funcional da RNT.
- Mecanismo de valorização de investimentos da Rede Nacional de Transporte a custos de referência:
  - Parâmetro que delimita as zonas de eficiência dos investimentos, em função do rácio  $C_{ref}/C_{real}$ , e consequentemente a valorização dos ativos e taxa de remuneração a aplicar;
  - Fatores de eficiência para tipologias de investimento em Subestações e em Linhas;
  - Taxa de referência para os custos de estrutura e gestão de referência;
  - Fator de eficiência para os custos de estrutura e gestão de referência;
  - Prémio a atribuir à remuneração de ativos valorizados a custos de referência;
- Custo de capital para os ativos valorizados com base em custos reais

## 2.1 MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

### ENQUADRAMENTO

O mecanismo de valorização dos investimentos na rede de transporte a custos de referência foi introduzido no período regulatório de 2009-2011. Este mecanismo foi publicado em setembro de 2010, pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, mas teve aplicação retroativa aos investimentos transferidos para exploração desde 1 de janeiro de 2009.

Na sua génese, este mecanismo incorporou os resultados de um estudo realizado em 2009 por um consultor<sup>3</sup> independente (estudo inicial), que procedeu à classificação e custeio das tipologias de investimento na rede de transporte em Portugal, tendo como principal fonte de dados os valores históricos dos investimentos do operador da rede de transporte realizados até 2008. Este estudo definiu também a metodologia de atualização dos custos unitários de referência, recorrendo a índices económicos nacionais e a índices de matérias-primas internacionais, com o objetivo de refletir a evolução dos preços nos custos de referência dos investimentos. Adicionalmente, a regulamentação complementar da ERSE que publicou

---

<sup>3</sup> Deloitte

o mecanismo, estabeleceu que sobre os custos de referência atualizados incidem fatores de eficiência, publicados pela ERSE no início de cada período regulatório.

O princípio base, definido neste mecanismo, para a verificação da eficiência do investimento suporta-se numa comparação dos custos reais com os respetivos custos de referência<sup>4</sup>, atendendo às tipologias e quantidades físicas que compõem o investimento. Para cada obra é calculado um rácio entre o custo de referência e o custo real, que determina a valorização a atribuir a esses ativos e a taxa de remuneração a aplicar.

Após vigorar durante 2 períodos de regulação, de 2009 a 2011 e de 2012 a 2014, foi realizada uma análise à aplicação do mecanismo, que culminou com a primeira revisão do mesmo, publicada pela ERSE através da Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro. Esta revisão incidiu em alguns aspetos conceptuais do mecanismo, com o objetivo de melhorar os sinais económicos transmitidos ao operador da rede de transporte, destacando-se as seguintes principais alterações<sup>5</sup>:

- a) Aplicação de metas de eficiência diferentes sobre os custos de referência das tipologias de investimento em subestações e em linhas, por se ter concluído que, em geral, a empresa alcançava com maior facilidade os custos de referência nas obras em subestação do que nas obras em linhas;
- b) Alteração da fórmula de cálculo do valor do ativo aceite em obras muito eficientes à luz do mecanismo (com rácio  $C_{ref}/C_{real} > 1,1$ ), de modo a estimular a procura contínua de redução do custo real das obras e a eliminar pontos de máxima rentabilidade que não correspondem ao menor custo de investimento;
- c) Remoção da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006, cuja aplicação criava descontinuidades nos sinais económicos do mecanismo;
- d) Introdução de fator de eficiência nos encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo, que têm aplicação nas obras remuneradas à taxa com prémio, de modo a estimular a empresa a um aumento da eficiência nesta componente de custos, associada maioritariamente a trabalhos para a própria empresa, bem como a aproximar o nível de encargos de estrutura e gestão definido no estudo inicial dos correspondentes encargos reais;
- e) Criação de um procedimento para, no início de cada período regulatório, ser possível introduzir novas tipologias no mecanismo, sob proposta da empresa, de modo a introduzir flexibilidade no mecanismo para que não constitua uma barreira a novos materiais, soluções construtivas e inovação.

---

<sup>4</sup> Os custos de referência definidos no estudo inicial são atualizados tendo em conta os valores dos índices económicos e dos índices de matérias-primas, que são determinados pela data de transferência para exploração do investimento e pelas datas de aquisição das matérias-primas, respetivamente, bem como os fatores de eficiência acumulados até ao ano de transferência para exploração.

<sup>5</sup> Para um descrição mais detalhada da primeira revisão do mecanismo consultar o documento “Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017” (<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/2015/Documents/PaginaPrincip al/Par%C3%A2metros%202015-2017.pdf> )

No entanto, esta primeira revisão do mecanismo não incluiu análises aos valores dos custos unitários de referência propriamente ditos, nem da metodologia para a sua atualização, que haviam sido definidos no estudo inicial. Conforme referido na consulta pública à revisão do Regulamento Tarifário, a ERSE pretende realizar um novo estudo de detalhe sobre os custos de referência para os investimentos do operador da rede de transporte, que atualize um conjunto alargado de aspetos que se mantêm inalterados desde o início da aplicação deste mecanismo, tendo presente a realidade atual do setor elétrico em geral e da atividade de transporte de energia elétrica em particular.

A necessidade da realização deste novo estudo torna-se ainda mais premente, atendendo ao facto do estudo inicial ser baseado em valores históricos de investimentos na rede de transporte, referentes a obras realizadas há 10 ou mais anos, numa fase em que o operador não estava sujeito a mecanismos de eficiência no investimento e em que os planos de desenvolvimento das redes de eletricidade em Portugal Continental não eram sujeitos ao atual escrutínio, imposto pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. A ERSE pretende ter este novo estudo concluído durante o período regulatório de 2018 a 2020.

Neste contexto e até que seja possível adotar os resultados provenientes do novo estudo acima referido, a ERSE procedeu a uma análise simplificada da aplicação do mecanismo de custos de referência. Esta análise encontra-se dividida em dois períodos distintos, entre 2009 e 2014, e de 2015 em diante<sup>6</sup>, tendo como objetivo fazer ajustes pontuais aos parâmetros do mecanismo.

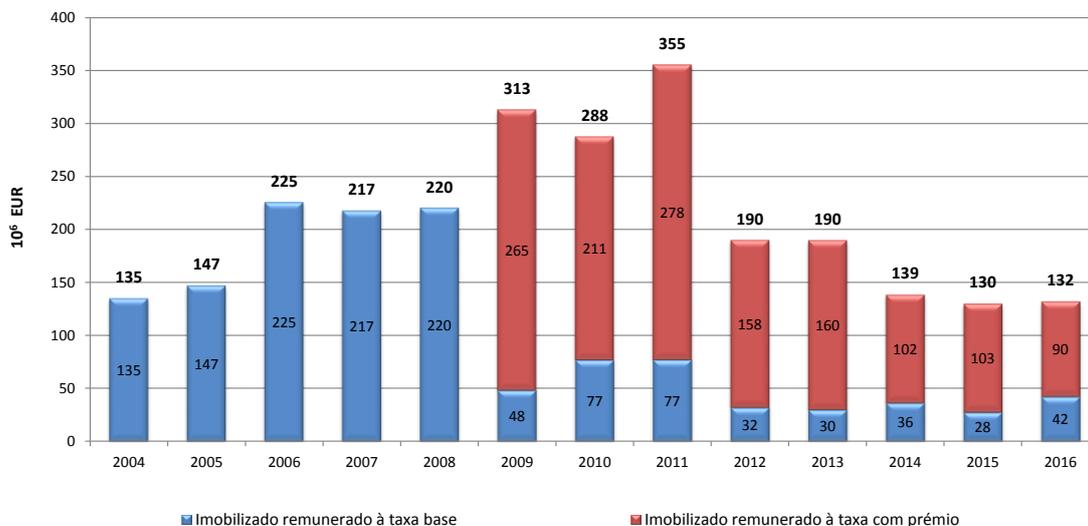
#### **ANÁLISE DA APLICAÇÃO DO MECANISMO**

A figura seguinte ilustra o resultado da aplicação do mecanismo de valorização dos investimentos da rede de transporte a custos de referência desde 2009, no que respeita aos investimentos transferidos para exploração, com desagregação por ativos valorizados com e sem prémio na taxa de remuneração. Os custos apresentados na figura correspondem a valores reais, incluindo encargos de estrutura e encargos financeiros, observando-se que desde a introdução do mecanismo de custos de referência, a grande maioria dos investimentos têm sido eficientes à luz do mecanismo.

---

<sup>6</sup> De modo a separar a análise das obras transferidas para exploração antes e após a primeira revisão do mecanismo.

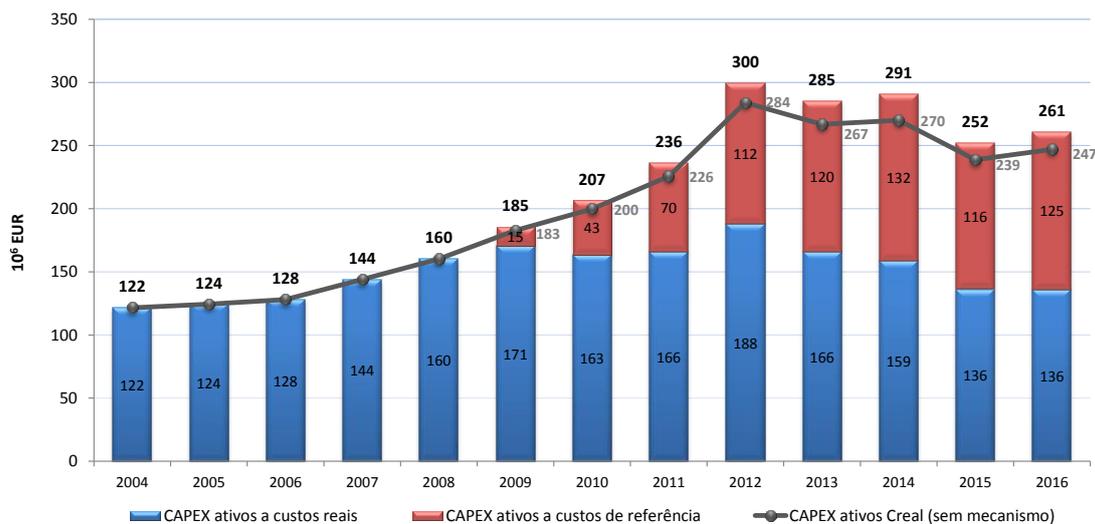
**Figura 2-1 - Evolução do investimento transferido para exploração da atividade de TEE**



Fonte: ERSE, REN

A Figura 2-2 apresenta a evolução do custo com capital (CAPEX), desagregado por ativos valorizados com e sem prémio na taxa de remuneração, sendo notório o rápido crescimento do peso dos ativos com prémio. Além dos efeitos resultantes da variação da base de ativos, a evolução apresentada incorpora o efeito da variação da taxa de remuneração. Adicionalmente, foi incluído nesta figura a curva com a hipotética evolução do CAPEX, caso os ativos fossem valorizados ao seu custo real e com uma taxa de remuneração sem prémio, o qual ficaria abaixo do que resultou da aplicação do mecanismo.

**Figura 2-2 - Evolução do CAPEX da atividade de TEE**



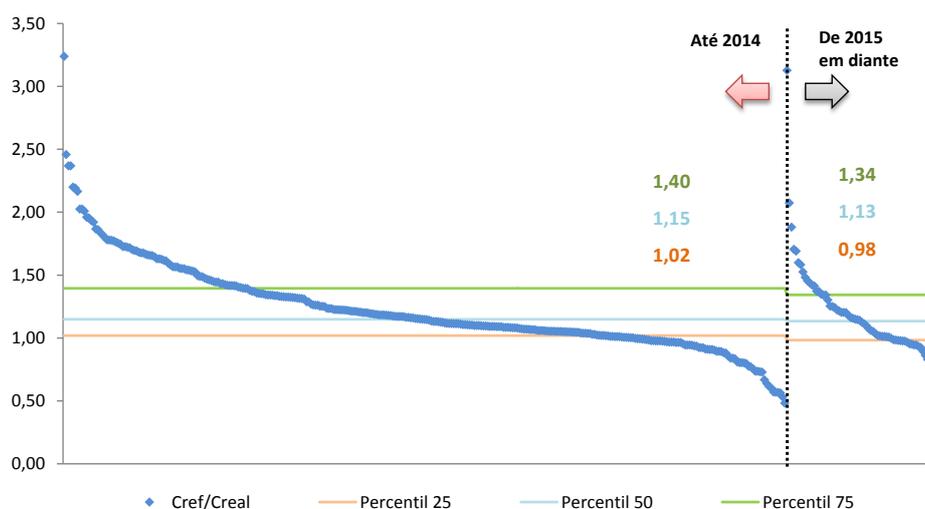
Fonte: ERSE, REN

A análise da figura evidencia o crescente peso dos ativos valorizados a custos de referência no CAPEX. Importa realçar que o estabelecimento do mecanismo de custos de referência influenciou os custos reais dos investimentos, dado que a empresa reformulou os procedimentos de contratação e realização das obras de modo a situar-se na zona de máxima eficiência proporcionada pelo mecanismo.

#### ANÁLISE DO NÍVEL DE EFICIÊNCIA NOS CUSTOS DIRETOS EXTERNOS

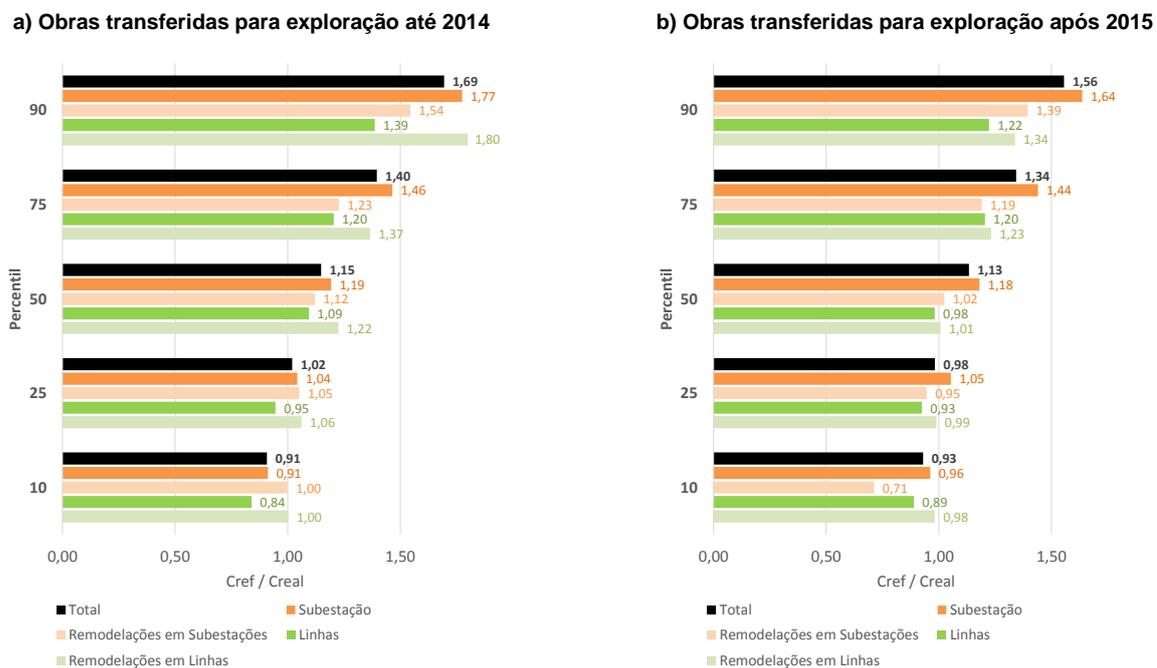
A Figura 2-3 apresenta o rácio  $C_{ref}/C_{real}$  das 385 obras com tipologias tipificadas, que foram submetidas à aplicação do mecanismo de custos de referência entre 2009 e 2016. As obras foram organizadas por ordem decrescente e separadas entre as transferidas para exploração até 2014 e após 2015, de modo a avaliar os impactos da primeira revisão do mecanismo atrás mencionada. Cada ponto destas figuras corresponde a uma obra e o rácio correspondente é obtido pela divisão do custo de referência atualizado e sujeito às metas de eficiência, pelo custo real a custos primários (excluindo os encargos de estrutura e gestão e os encargos financeiros).

**Figura 2-3 - Rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) de todas as obras sujeitas a custos de referência**



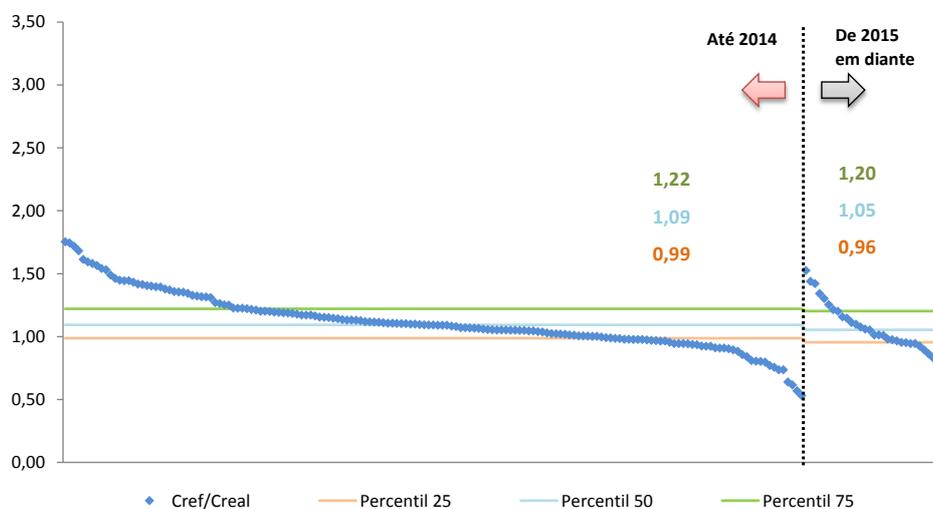
Fonte: ERSE, REN

Figura 2-4 – Percentis dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) de todas as obras sujeitas a custos de referência



As Figuras seguintes apresentam uma análise similar, mas apenas para obras com um custo de investimento acima de 1,25 M€ e de 3,65 M€. Deste modo, torna-se possível uma avaliação dos impactos da primeira revisão do mecanismo de custos de referência em função da dimensão dos investimentos.

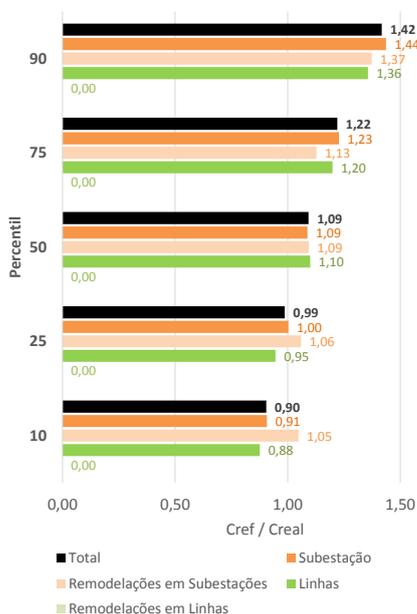
**Figura 2-5 - Rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) das obras sujeitas a custos de referência com custo real superior a 1,25 M€<sup>7</sup>**



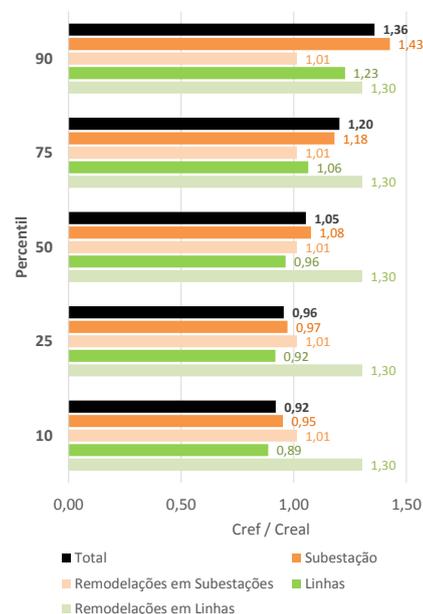
Fonte: ERSE, REN

**Figura 2-6 – Percentis dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) das obras sujeitas a custos de referência com custo real superior a 1,25 M€**

a) Obras transferidas para exploração até 2014



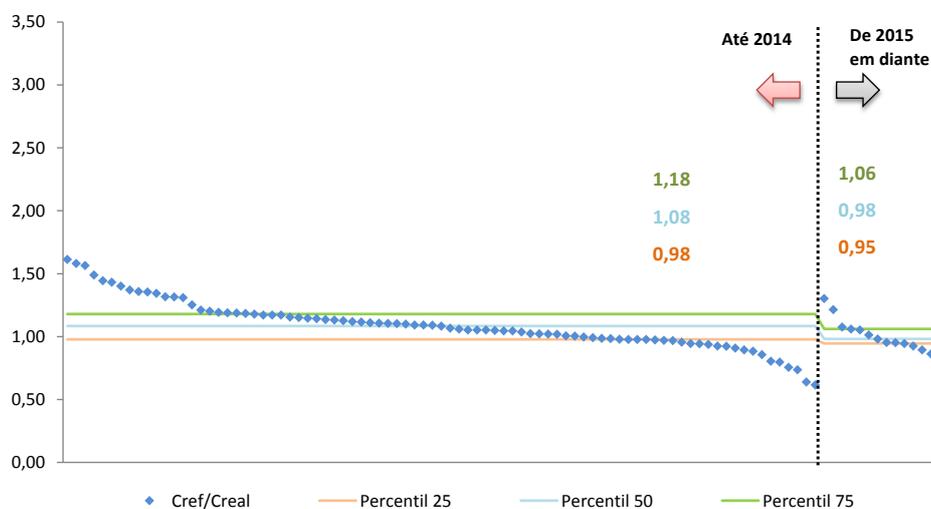
b) Obras transferidas para exploração após 2015



Fonte: ERSE, REN

<sup>7</sup> Percentil 50 dos custos (diretos externos) das obras sujeitas ao mecanismo entre 2009 e 2016.

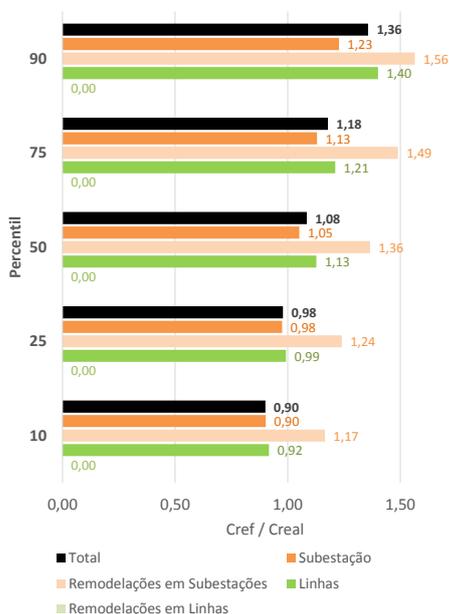
**Figura 2-7 - Rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) das obras sujeitas a custos de referência com custo real superior a 3,65 M€<sup>8</sup>**



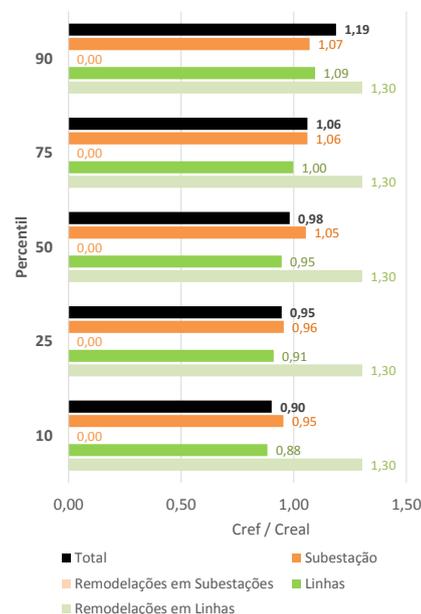
Fonte: ERSE, REN

**Figura 2-8 – Percentis dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) das obras sujeitas a custos de referência com custo real superior a 3,65 M€**

a) Obras transferidas para exploração até 2014



b) Obras transferidas para exploração após 2015



Fonte: ERSE, REN

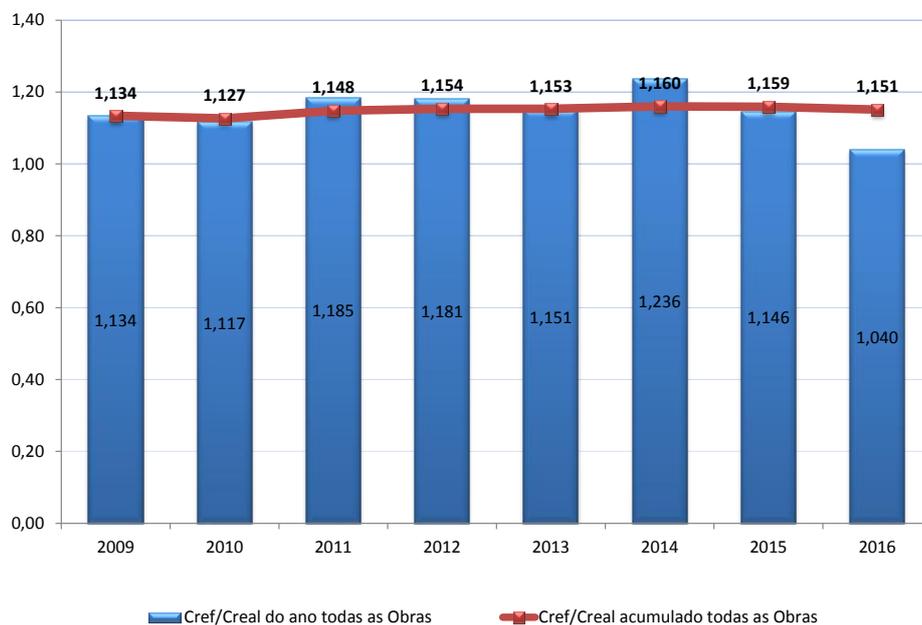
<sup>8</sup> Média aritmética dos custos (diretos externos) das obras sujeitas ao mecanismo entre 2009 e 2016.

A análise das figuras anteriores permite tirar algumas conclusões sobre o desempenho da empresa nas obras sujeitas ao mecanismo de custos de referência, sendo de notar os seguintes aspetos principais:

- Antes de 2014, o percentil 50 dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  foi superior ou próximo de 1,1 em todos os segmentos de custo analisados, ou seja, cerca de metade dos investimentos foram muito eficientes à luz do mecanismo;
- Para as obras transferidas para exploração após 2015, em todos os segmentos de custo analisados os percentis dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  reduziram-se. No caso particular do percentil 50, para as obras com custo de investimento acima da média (3,65 milhões de euros), o rácio foi inferior a 1, o que implica uma redução do custo aceite face ao custo real, mas superior a 0,9, o que implica a remuneração destes ativos à taxa com prémio;
- Para as obras transferidas para exploração após 2015, o percentil 25 mantém-se acima de 0,9 em todos os segmentos analisados, ou seja, cerca de 75% dos investimentos obtiveram prémio na taxa de remuneração do ativo transferido para exploração;
- A revisão e parametrização do mecanismo para o período regulatório de 2015 a 2017 teve maiores impactos nas obras em linhas, que apresentaram maiores reduções nos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  do que o ocorrido nas obras em subestações.

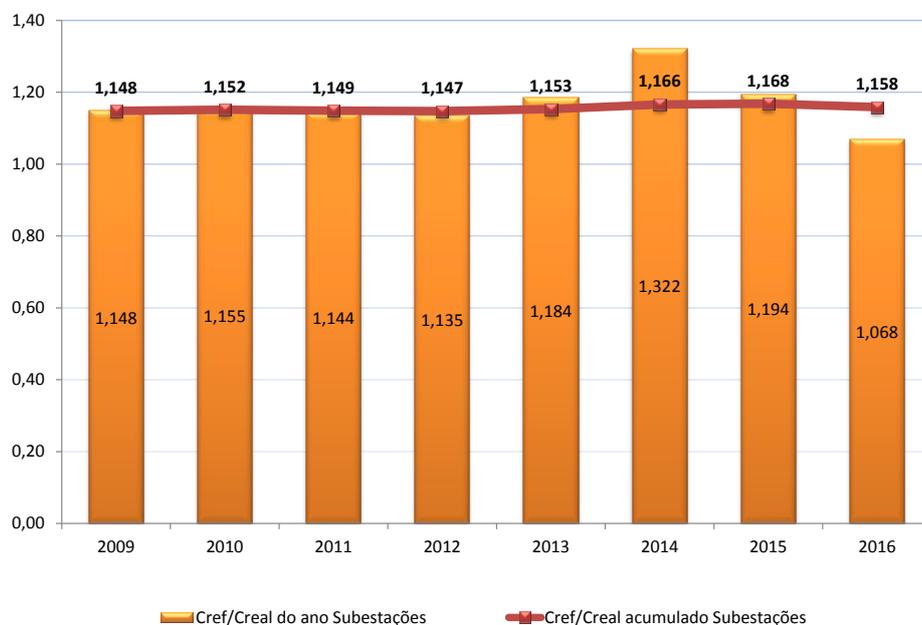
A Figura 2-9 resume a evolução do rácio  $C_{ref}/C_{real}$  calculado com o valor anual das transferências para exploração das obras que obtiveram prémio na taxa de remuneração. Além do valor anual é também apresentada a evolução do rácio calculado com o valor acumulado, desde 2009, dos custos de referência e correspondentes custos reais destas obras. Esta análise, desagregada por obras em subestações e obras em linhas é apresentada na Figura 2-10 e na Figura 2-11, respetivamente.

**Figura 2-9 – Valor anual e acumulado desde 2009 dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) de todas as obras com prémio na taxa de remuneração**



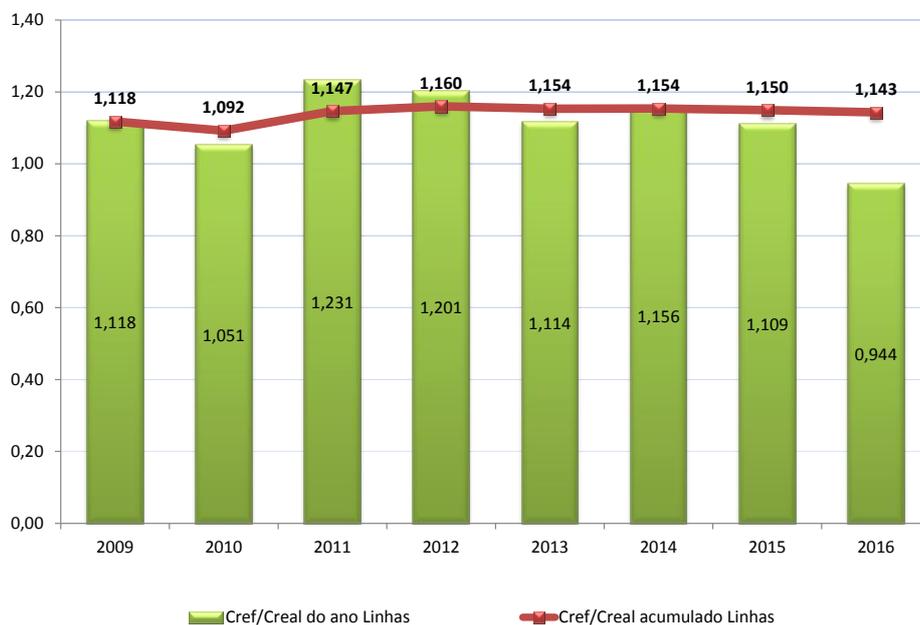
Fonte: ERSE, REN

**Figura 2-10 – Valor anual e acumulado desde 2009 dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) das obras em subestações com prémio na taxa de remuneração**



Fonte: ERSE, REN

**Figura 2-11 – Valor anual e acumulado desde 2009 dos rácios  $C_{ref}/C_{real}$  (custos diretos) das obras em linhas com prémio na taxa de remuneração**



Fonte: ERSE, REN

As Figuras anteriores confirmam que, no referencial dos custos diretos externos e para o agregado das obras, a empresa alcançou sistematicamente custos reais inferiores aos custos de referência. De 2015 em diante, após a revisão e parametrização efetuada para o período regulatório de 2015 a 2017, as diferenças entre custos reais e custos de referência reduziram-se, mas a empresa manteve a eficiência nos investimentos sujeitos à aplicação do mecanismo.

Outro aspeto que resulta desta análise ao agregado das obras, no referencial dos custos diretos externos, é o melhor desempenho que a empresa evidencia nas obras em subestações face às obras em linhas, facto que já tinha sido referido anteriormente na análise dos percentis. Assim, a ERSE entende que se justifica manter a diferenciação das metas de eficiência aplicadas aos custos diretos externos de referência, entre as tipologias de investimento em subestações e as tipologias de investimento em linhas, devendo a meta das subestações continuar a ser superior.

Apesar da recalibração efetuada no início do período regulatório de 2015 a 2017 se ter revelado exigente para a empresa, observando-se, uma maior dificuldade em alcançar os custos de referência nas obras de maior dimensão, a ERSE mantém, para no período regulatório de 2018 a 2020, as metas de eficiência para as subestações e linhas ( $X_{SUB}=3,0\%$  e  $X_{LIN}=1,5\%$ ).

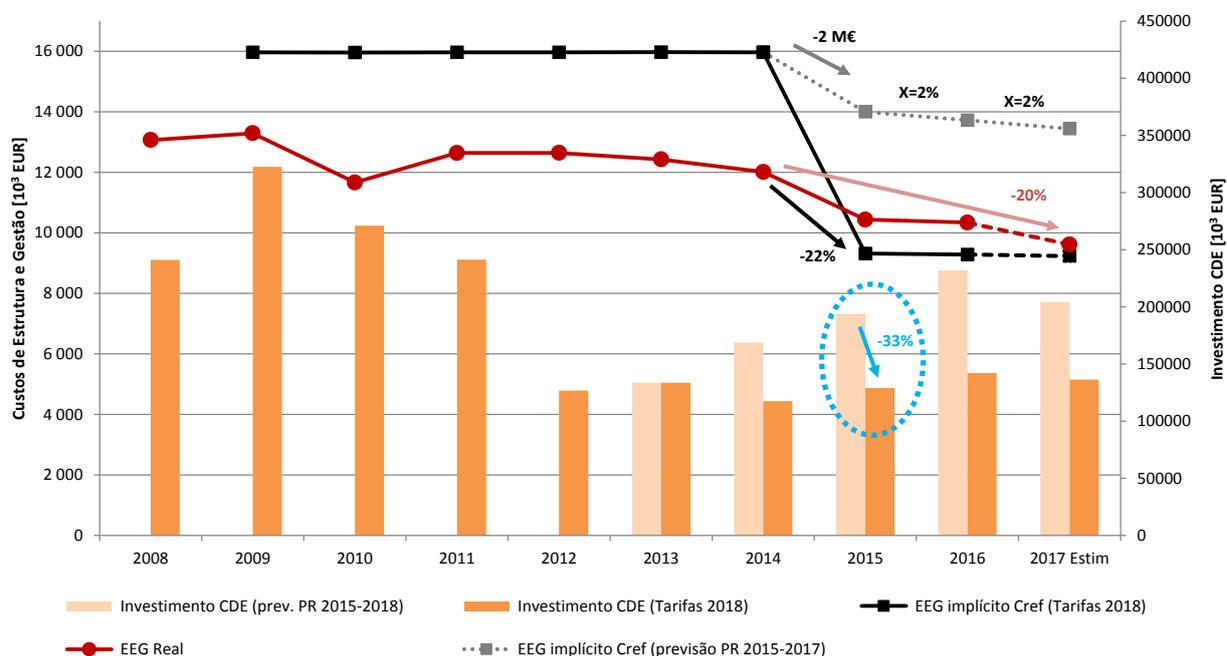
#### **ANÁLISE DO NÍVEL DE EFICIÊNCIA NOS ENCARGOS DE ESTRUTURA E GESTÃO**

Além dos custos diretos externos, importa analisar as restantes componentes de custo que compõem o custo total dos investimentos que é aceite para a base de ativos valorizada com prémio na taxa de remuneração. No âmbito do mecanismo de custos de referência são usadas taxas de referência para os encargos de estrutura e gestão e para os encargos financeiros, que têm impacto no custo aceite destes investimentos e, conseqüentemente, no respetivo custo com capital (CAPEX).

No que respeita aos encargos de estrutura e gestão, a diferença que se observava desde 2009 entre o valor real desta rúbrica de custos e o valor implícito no mecanismo de custos de referência (Figura 2-12), apontava para a necessidade de recalibração da taxa de encargos de estrutura e gestão de referência usada pelo mecanismo. Neste sentido, na revisão do mecanismo para o período regulatório de 2015 a 2017, a ERSE reajustou o nível destes encargos e foram também introduzidas alterações na formulação para determinação da taxa correspondente, que passaram a depender não só do investimento, mas também de uma meta de eficiência, de modo a estimular a otimização desta natureza custos.

Relativamente, à taxa de encargos de estrutura e gestão de referência, foi fixada em 7,22% em 2015, atendendo ao nível de investimento que a empresa previa para esse ano no início do período regulatório, à qual correspondia um montante de referência para os encargos de estrutura e gestão da ordem de 14 milhões de euros. O desvio significativo ocorrido entre a previsão de investimento e a sua concretização (cerca de 33% abaixo) levou a uma redução significativa do montante de encargos de estrutura e gestão implícito no mecanismo, para cerca de 10 milhões de euros, dado que a taxa de encargos de estrutura e gestão de referência anteriormente referida foi fixada sem dependência do nível real do investimento que veio efetivamente a ocorrer em 2015. A Figura 2-12 ilustra graficamente esta situação e mostra que apesar da redução significativa dos encargos de estrutura e gestão reais alcançada pela empresa, esse esforço não permitiu atingir o valor implícito no mecanismo de custos de referência resultante da fixação da taxa 7,22% em 2015, acrescida de eficiência nos anos seguintes.

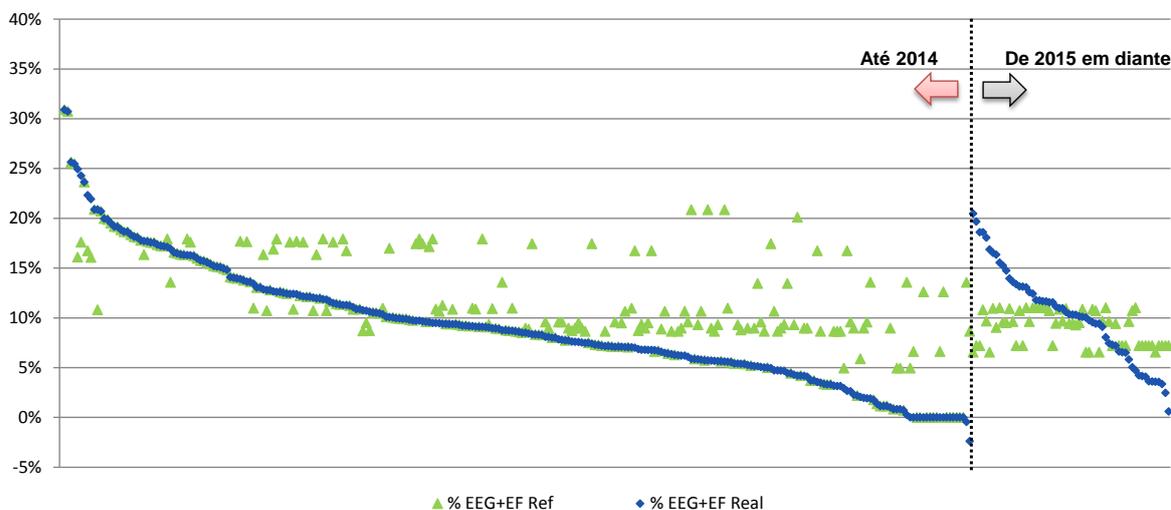
**Figura 2-12 - Evolução dos encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo de custos de referência e comparação com os valores reais**



Fonte: ERSE, REN

A Figura 2-13 apresenta uma comparação individualizada para cada obra eficiente entre o valor real e o valor de referência das taxas de encargos de estrutura e gestão e de encargos financeiros. Esta figura permite constatar que a situação observada antes de 2014, em que a maioria das obras tinha valores reais inferiores aos de referência, foi corrigida após 2015, embora com uma tendência inversa, constatando-se que a maioria das obras tem taxas de referência inferiores às reais.

**Figura 2-13 - Comparação das taxas EEG+EF reais e de referência, para obras valorizadas a custos de referência**

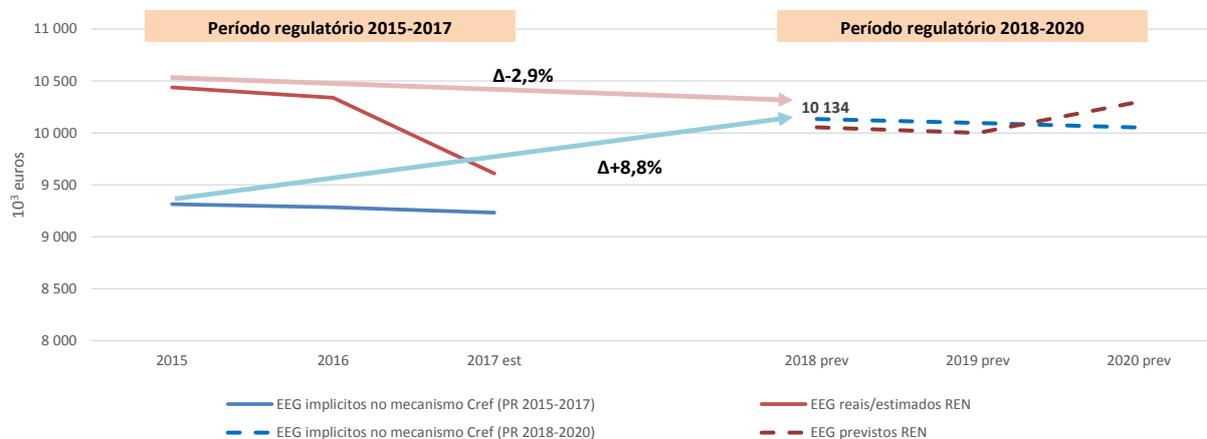


Fonte: ERSE, REN

Neste contexto, a ERSE recalibrou a taxa de referência para os encargos de estrutura e gestão a utilizar no ano 2018, recorrendo a princípios similares aos da definição das bases de custos das restantes atividades. Para este efeito, foi determinado o montante de encargos de estrutura e gestão correspondente à média, dos anos de 2015 e 2016, dos valores reais da atividade de TEE apresentados pela empresa e dos valores eficientes resultantes da trajetória definida pela ERSE. Com esta média, foi determinada a taxa de encargos de estrutura e gestão de referência, tendo por base a média do investimento da atividade de TEE a custos diretos externos ocorridos nesses dois anos. A evolução para 2018 é alcançada aplicando a metodologia em vigor.

A Figura seguinte apresenta esquematicamente, para os períodos regulatórios de 2015-2017 e 2018-2020, as evoluções dos encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo de custos de referência e os correspondentes valores reais e previstos para a atividade de TEE.

**Figura 2-14 – Evolução projetada para os encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo de custos de referência e os correspondentes valores reais e previstos**



Face ao exposto e de forma a anular os potenciais efeitos na calibração da taxa de encargos de estrutura e gestão decorrentes de um desalinhamento entre os investimentos verificados e os previstos aquando da definição dessa taxa, a ERSE definiu, para o período regulatório de 2018 a 2020, num primeiro momento, um montante de referência para os encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo para o ano de 2018 (10 134 milhares de euros). Num segundo momento, a taxa de encargos de estrutura e gestão de referência resultará do montante de investimento a custos diretos externos da atividade de TEE, que se vier a verificar nesse ano. Deste modo, reduzem-se os efeitos que seriam introduzidos nesta taxa de referência, resultantes de desvios na previsão dos montantes de investimento.

Nos anos de 2019 e 2020, esta taxa será obtida aplicando a expressão estabelecida na Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro<sup>9</sup>, tendo como ponto de partida a taxa obtida para 2018 obtida do modo acima descrito.

Adicionalmente, propõe-se a redução da meta de eficiência ( $X_{CEG}$ ) para período regulatório 2018-2020 em meio ponto percentual, para o mínimo teórico de eficiência de 1,5%, tendo em conta a elevada exigência colocada nesta rúbrica de custos no período regulatório de 2015 a 2017 e os bons resultado alcançados pela empresa.

<sup>9</sup> De acordo com o n.º 3 do artigo 12.º, a taxa de referência para os encargos de estrutura e de gestão do ano  $t$  é obtida pela seguinte expressão:

$$r_{CEG,t} = r_{CEG,t-1} \times \frac{Inv_{CD,t-1}}{Inv_{CD,t}} \times \left( 1 + \frac{IPIB_{t-1} - X_{CEG,t}}{100} \right)$$

### 2.1.1 PARÂMETROS

No Quadro 2-1 resumem-se os parâmetros definidos pela ERSE para o mecanismo de valorização de investimentos da rede de transporte a custos de referência, a aplicar no período de regulação 2018-2020.

**Quadro 2-1 - Parâmetros a aplicar no mecanismo de custos de referência**

	2017	2018	2019	2020
Parâmetro que delimita as zonas de eficiência dos investimentos ( $\alpha$ )	10%	10%	10%	10%
Prémio na taxa de remuneração de ativos a custos de referência	0,75%	0,75%	0,75%	0,75%
Fator de eficiência para custos de referência em subestações ( $X_{SUB}$ )	3,00%	3,00%	3,00%	3,00%
Fator de eficiência para custos de referência em linhas ( $X_{LIN}$ )	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
Taxa referente aos custos de estrutura e gestão de referência ( $r_{CEG}$ )	6,77%	$10134/InvTEE_{CDE} \times 100\%$ <sup>[1]</sup>	Depende do investimento do ano a custos diretos e do $X_{CEG}$	
Fator de eficiência para custos de estrutura e gestão de referência ( $X_{CEG}$ )			1,50%	1,50%

[1] A taxa de encargos de estrutura e gestão de referência em 2018 é fixada através de um montante de referência para os encargos de estrutura e gestão e do investimento da atividade de TEE a custos diretos externos, que vier a ocorrer (valores em milhares de euros). Nos anos seguintes esta taxa será obtida aplicando a expressão prevista na Diretiva n.º 3/2015.

Fonte: ERSE

## 2.2 INCENTIVO À RACIONALIZAÇÃO ECONÓMICA DOS INVESTIMENTOS DA RNT

### ENQUADRAMENTO

A regulação por custos aceites suportada pela remuneração do ativo líquido, incentiva o investimento em novos ativos, não promovendo a manutenção de ativos totalmente depreciados em exploração, independentemente da sua condição operacional. Pelo contrário, a regulação económica baseada em incentivos pode alterar o comportamento dos operadores de redes, de forma a encontrarem as soluções economicamente mais eficientes no que diz respeito às decisões de investimento.

No caso particular da rede da RNT, esta abordagem metodológica é particularmente relevante, porque é uma rede madura, assente em investimentos efetuados há alguns anos e cujo nível de equipamento atual satisfaz, de um modo geral, as necessidades do sistema. Nesse contexto, importará mais ao regulador incentivar a eficiente manutenção do equipamento dessa rede e a sua correta operação, de forma a garantir a sua fiabilidade, do que incentivar a realização de novos investimentos.

Assim, no período de regulação 2009-2011 foi estabelecido o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), aplicável a dois tipos de equipamentos, linhas e transformadores, com o objetivo de prolongar a vida operacional deste tipo de ativos após terem sido totalmente amortizados, no pressuposto de que a sua condição operacional permite cumprir os padrões

de segurança e qualidade de serviço. No período de regulação 2012-2014, o incentivo MEEFVU manteve-se inalterado, quer na sua formulação, quer nos parâmetros<sup>10</sup>, quer nos tipos de ativos por ele abrangidos.

Importa salientar que, além de se constituir como uma alternativa temporária à substituição por novos equipamentos, permitindo o diferimento temporal de investimentos, este incentivo tem promovido a procura pelo operador da rede de transporte de soluções otimizadas de manutenção e conservação de ativos, com vista à extensão da sua vida útil.

Na preparação do período de regulação 2015-2017, os parâmetros deste incentivo foram reavaliados, tendo-se concluído que, na perspetiva dos consumidores, existiam benefícios significativos no médio e longo prazo. Estes benefícios decorrem das diferenças entre os montantes proporcionados à atividade de TEE pela aplicação do incentivo MEEFVU e os acréscimos do custo com capital<sup>11</sup> desta atividade, com impactes diretos em termos tarifários, que seriam consideravelmente superiores, em caso de substituição dos equipamentos em fim de vida útil por equipamentos novos. Estas análises motivaram uma revisão em alta do parâmetro de partilha, que se fixou em 85% para o período regulatório de 2015 a 2017, com vista a balancear os benefícios na perspetiva da empresa e dos consumidores. Adicionalmente, a ERSE optou por aceitar a proposta da empresa de estender a aplicação deste incentivo aos Sistemas de Comando e Proteção, que passaram a ser elegíveis para receber o incentivo MEEFVU a partir de 2015<sup>12</sup>.

A aplicação do incentivo MEEFVU nos três períodos regulatórios anteriores e a previsão da empresa para o período regulatório de 2018 a 2020, são resumidos na Figura 2-15. A alteração substancial que se observa neste incentivo de 2014 para 2015 deve-se essencialmente à alteração do seu parâmetro de partilha, de 50% para 85%, que foi introduzida no período regulatório 2015-2017, bem como à consideração dos Sistemas de Comando e Proteção como elegíveis para este incentivo a partir de 2015.

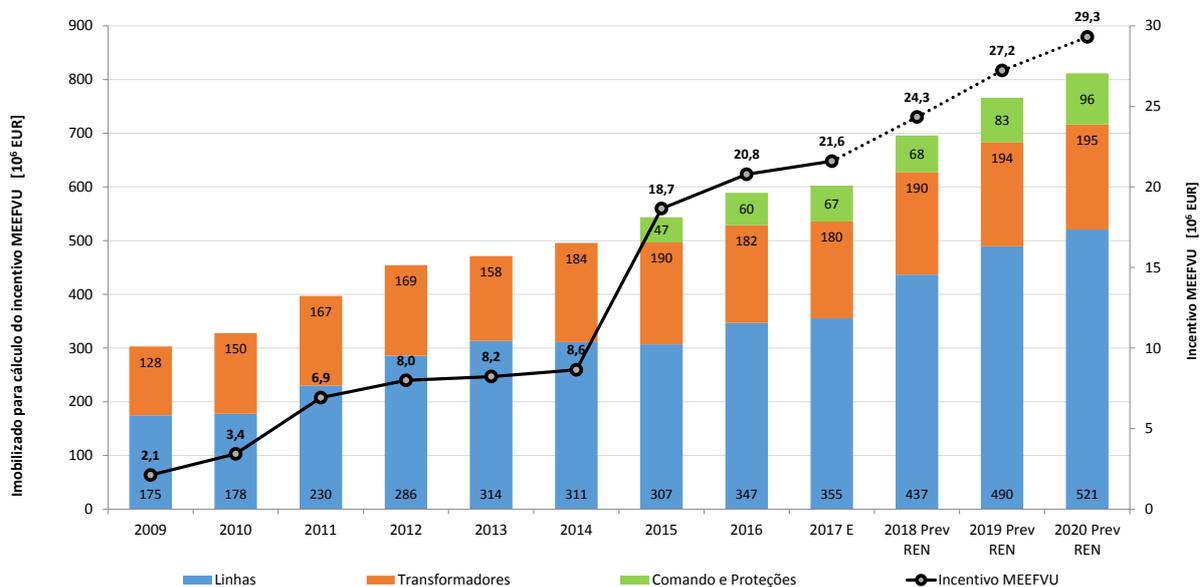
---

<sup>10</sup> Parâmetro de partilha entre o operador e consumidores de 50% e a taxa de remuneração, igual à dos investimentos valorizados a custos de referência (com prémio) por ser aquela que assegura a indiferença entre prolongar a vida útil do equipamento ou investir nas condições de eficiência aplicáveis à atividade de TEE.

<sup>11</sup> Que corresponde à soma da remuneração do ativo líquido e das amortizações do ativo.

<sup>12</sup> Para uma descrição mais detalhada da análise efetuada preparação do anterior período de regulação, consultar o documento "Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017" (<http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/2015/Documents/PaginaPrincip al/Par%C3%A2metros%202015-2017.pdf> )

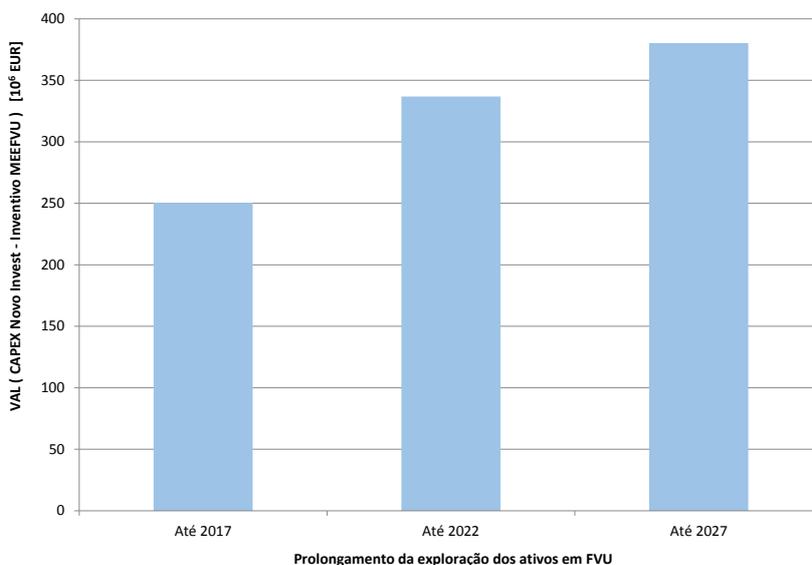
Figura 2-15 - Aplicação do incentivo MEEFVU entre 2009 e 2017 e previsão da REN para o período regulatório de 2018 a 2020



Fonte: ERSE, REN

A Figura 2-16 apresenta uma estimativa dos benefícios para o consumidor, resultantes do diferimento dos investimentos de substituição de ativos em fim de vida útil que beneficiam do incentivo. Esta estimativa corresponde ao valor atual líquido das diferenças entre a aplicação do incentivo MEEFVU e o acréscimo do custo com capital que resultaria da substituição por equipamentos novos, com valor de investimento igual ao valor do ativo em fim de vida útil considerado no cálculo deste incentivo. Os valores atuais líquidos foram determinados para uma taxa de atualização igual ao custo de capital previsto para o ano de 2018, assumindo a continuidade do parâmetro de partilha em 85% e pressupondo que após 2020 não há alteração no montante do incentivo. Até 2017, os ganhos estimados são da ordem de 250 milhões de euros.

**Figura 2-16 – Estimativa dos benefícios para os consumidores resultantes do incentivo MEEFVU**



Fonte. ERSE, REN

No entanto, apesar de proporcionar benefícios económicos substanciais, quer para os consumidores, quer para a empresa, nos moldes atuais o incentivo MEEFVU apresenta algumas limitações na sua aplicação, das quais se destacam as seguintes:

- Dificuldade em avaliar os critérios que estão subjacentes às decisões do operador da RNT no prolongamento da vida operacional de ativos, tornando-os elegíveis para a aplicação deste incentivo, designadamente de que modo é realizada a ponderação de benefícios face aos custos e riscos da manutenção em exploração de cada equipamento após a sua amortização total;
- O processo de monitorização da utilização dos equipamentos abrangidos pelo incentivo é bastante exigente, em particular para ativos com uma maior dispersão geográfica (linhas) ou com descontinuidades dos seus componentes (sistemas de comando e proteção);
- Dificuldade de segregação nos sistemas contabilísticos de alguns dos ativos considerados neste mecanismo<sup>13</sup>.

Conforme referido na recente consulta pública para a revisão dos regulamentos do setor elétrico ocorrida em maio de 2017, a ERSE teve o intuito de reforçar o quadro de regulação por incentivos aplicável à atividade de transporte de energia elétrica, promovendo a adequação dos investimentos às necessidades

<sup>13</sup> Importa salientar que os registos contabilísticos da REN não dispõem da desagregação necessária para o cálculo do incentivo MEEFVU, designadamente para os transformadores e para os sistemas de proteção e comando. Por este motivo, para este tipo de equipamentos, a ERSE decidiu aceitar para este efeito os valores do mecanismo de custos de referência das tipologias que mais se aproximam das características técnicas dos equipamentos que atingiram o fim de vida útil. No caso das linhas é usado no cálculo do incentivo o valor do ativo bruto a preços de 1992.

reais do sistema e a sua concretização, minimizando, deste modo, os custos transferidos para as tarifas de acesso.

Esta intenção materializou-se na criação do incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (I<sub>REI</sub>), que procura atingir este objetivo através de uma otimização da relação entre o ativo bruto em exploração<sup>14</sup> e o ativo líquido remunerado pelas tarifas de uso da rede de transporte. Naturalmente, esta otimização não poderá prejudicar as obrigações da concessão de serviço público atribuída ao operador, as condições de segurança da rede e a qualidade de serviço prestada. Esta preocupação levou a ERSE a incorporar no incentivo I<sub>REI</sub> alguns aspetos de metodologias de regulação do tipo *output based*, tornando-o também dependente do desempenho funcional da RNT, que será medido através de um indicador desenvolvido para o efeito, cuja formulação é apresentada no ponto 2.2.1.

Em resumo, com a introdução do incentivo I<sub>REI</sub>, a ERSE pretende alcançar os seguintes objetivos:

- Manter os benefícios inerentes ao incentivo MEEFVU, mas substituí-lo por outro incentivo que seja, ao contrário do incentivo MEEFVU, tecnologicamente neutro e de mais fácil monitorização, de modo a melhorar a gestão do ciclo de vida de todos os ativos de rede e proporcionar a obtenção dos benefícios associados ao diferimento de investimentos para qualquer tipo de equipamento da rede de transporte, sem que existam reflexos no desempenho funcional da RNT;
- Permitir à empresa a flexibilização das estratégias de investimento, dando margem para a escolha de opções tecnológicas e do *mix* mais adequado entre ativos novos e ativos existentes, de forma aproximadamente neutra na perspetiva dos proveitos permitidos e com controlo da rentabilidade da empresa;
- Incentivar a empresa a procurar subsídios e participações ao investimento, que permitam diminuir o impacto tarifário dos investimentos;
- Estimular a otimização de indicadores associados ao desempenho funcional da RNT, os quais passam a ter influência na determinação do montante do incentivo recebido pela empresa.

### 2.2.1 PARÂMETROS

A abordagem efetuada pela ERSE à parametrização do incentivo I<sub>REI</sub> subdivide-se em:

- Aspetos de índole económica, associados à definição dos montantes a proporcionar por este incentivo e à influência dos montantes de incentivo na rentabilidade da empresa, tendo em conta os

---

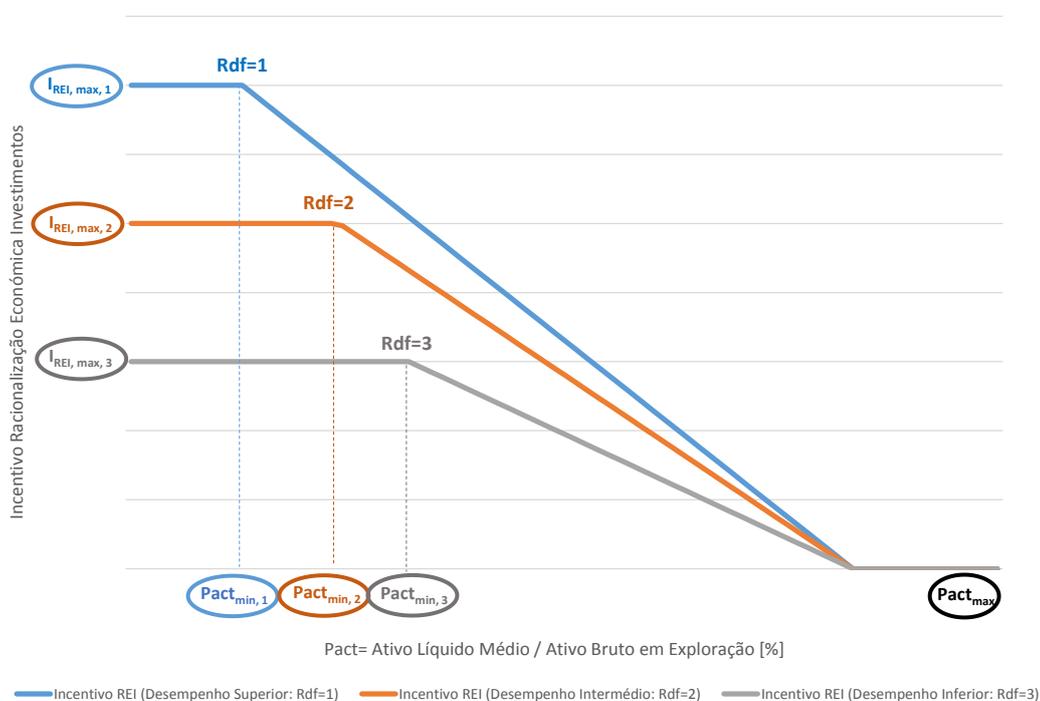
<sup>14</sup> Valor médio anual do reconhecimento inicial do ativo considerado para efeitos de regulação, não deduzido de amortizações e depreciações, nem de participações, que se encontra afeto à atividade de Transporte de Energia Elétrica e em exploração (não abatido) em cada ano.

ativos existentes e os previstos para o próximo período regulatório, que condicionam a evolução do rácio entre ativo líquido médio e ativo bruto em exploração;

- Aspectos de índole técnica, associados ao indicador que pretende medir o desempenho funcional da RNT.

A Figura 2-17 ilustra o desenho de base que foi preconizado para o incentivo  $I_{REI}$ , cuja formulação se encontra no artigo 139.º do Regulamento Tarifário em vigor, e os respetivos parâmetros, que serão discutidos nos pontos seguintes. Como se observa nesta figura, os *drivers* do incentivo  $I_{REI}$  são o rácio entre o ativo líquido e o ativo bruto em exploração, designado por  $P_{act}$  na regulamentação, e o nível de desempenho funcional da RNT, que terá uma correspondência com o indicador  $R_{DF}$  adiante descrito.

Figura 2-17 – Conceção do incentivo  $I_{REI}$  e respetivos parâmetros



Fonte: ERSE

### INDICADOR DE DESEMPENHO FUNCIONAL DA RNT ( $R_{DF}$ )

De forma a garantir que, nas suas decisões de investimento, o operador da RNT continua a assegurar um bom desempenho da rede, nomeadamente ao nível da qualidade de serviço prestada, da eficiência e da segurança na operação da RNT, a ERSE definiu um indicador que reflete essas componentes do desempenho funcional da RNT, o indicador de desempenho funcional da RNT  $R_{DF}$ .

O indicador  $R_{DF}$  corresponde ao índice  $d$  definido no artigo 139.º do Regulamento Tarifário, onde está estabelecido que poderá assumir um de três possíveis valores (1, 2 ou 3). A determinação do valor anual de  $R_{DF}$  resulta da aplicação de três condições ao indicador intermédio  $E_{DF}$  que, por sua vez, é calculado através da média ponderada de três outros indicadores secundários  $E_{Disponibilidade}$ ,  $E_{QS}$  e  $E_{Interligações}$ , de acordo com as seguintes expressões:

$$R_{DF} = \begin{cases} 1 & \text{se } E_{DF} = 1 \\ 2 & \text{se } 4/7 < E_{DF} < 1 \\ 3 & \text{se } E_{DF} \leq 4/7 \end{cases}$$

sendo:

$$E_{DF} = (E_{Disponibilidade} + 3 \times E_{QS} + 3 \times E_{Interligações})/7$$

em que:

- $E_{Disponibilidade}$  Indicador “Manutenção da disponibilidade dos elementos da RNT”.
- $E_{QS}$  Indicador “Manutenção da qualidade de serviço disponibilizada pela RNT”.
- $E_{Interligações}$  Indicador “Maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário”

Indicador “Manutenção da disponibilidade dos elementos da RNT” ( $E_{Disponibilidade}$ )

Este indicador pretende contribuir para que as decisões de investimento do ORT não conduzam a uma degradação da disponibilidade dos elementos da RNT já alcançada, medida em percentagem das horas totais do ano.

O valor do indicador  $E_{Disponibilidade}$  será determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$E_{Disponibilidade} = \begin{cases} 0 & \text{se } I_{Disponibilidade} < I_{Disponibilidade \text{ ref}} \\ 1 & \text{se } I_{Disponibilidade} \geq I_{Disponibilidade \text{ ref}} \end{cases}$$

em que  $I_{Disponibilidade}$  corresponde à média móvel dos valores da taxa combinada de disponibilidade,  $T_{cd}$ , registados nos últimos 3 anos ( $t$ ,  $t-1$  e  $t-2$ )<sup>15</sup>.

O indicador  $T_{cd}$ , pondera as taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha ( $T_{d_{cl}}$ ) e dos transformadores de potência ( $T_{d_{tp}}$ ), com base nas respetivas potências médias, sendo calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$T_{cd} = \alpha \times T_{d_{cl}} + (1 - \alpha) \times T_{d_{tp}}$$

<sup>15</sup> Para efeitos de aplicação do referido mecanismo de incentivo no cálculo das tarifas de 2018, consideram-se os dados reais relativos ao ano de 2016, os dados estimados para o ano de 2017 e os dados provisórios para o ano de 2018, com base na média dos últimos 5 anos.

O fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência,  $\alpha$ , assume o valor de 0,78<sup>16</sup>.

Por sua vez, as fórmulas de cálculo das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência,  $Td_{cl}$  e  $Td_{tp}$ , encontram-se estabelecidas no Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural.

Tendo por base o valor de referência que estava estabelecido no anterior incentivo à manutenção da disponibilidade de elementos da RNT, o valor de referência ( $I_{Disponibilidade\ ref}$ ) manter-se-á em 97,5% para o período regulatório 2018-2020, tal como ocorreu ao longo dos três períodos de aplicação do referido incentivo.

#### Indicador “Manutenção da qualidade de serviço disponibilizada pela RNT” ( $E_{QS}$ )

Este indicador pretende garantir que as decisões de investimento do ORT não conduzem a uma degradação da continuidade de serviço de fornecimento de energia elétrica já alcançada pela RNT, ficando estabelecido um patamar mínimo para esse desempenho.

O valor do indicador  $E_{QS}$  relativo à manutenção da qualidade de serviço disponibilizada pela RNT será determinado da seguinte forma:

$$E_{QS} = \begin{cases} 0 & \text{se } I_{QS} > I_{QS\ ref} \\ 1 & \text{se } I_{QS} \leq I_{QS\ ref} \end{cases}$$

com  $I_{QS}$  a corresponder à média móvel do indicador Tempo de Interrupção Equivalente, TIE, nos últimos 3 anos ( $t$ ,  $t-1$  e  $t-2$ )<sup>17</sup> e estando o TIE estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço do Setor Elétrico e do Setor do Gás Natural (RQS)<sup>18</sup>. Assume-se que, para efeito do cálculo deste indicador, o valor de TIE utilizado neste cálculo não considera os incidentes classificados pela ERSE como eventos excepcionais e as interrupções que afetem clientes monoalimentados.

Tendo por base a evolução histórica do TIE, o valor de referência  $I_{QS\ ref}$  será de 0,96 minutos para o período regulatório 2018-2020.

---

<sup>16</sup> Calculado com base na relação entre a capacidade térmica média dos circuitos de linha e a potência média dos transformadores de potência, instalados em 2016, tal como apresentados no documento de “Caraterização da RNT a 31 de dezembro de 2016”, publicado pela REN – Rede Eléctrica Nacional.

<sup>17</sup> Para efeitos de aplicação do referido mecanismo de incentivo no cálculo das tarifas de 2018, consideram-se os dados reais relativos ao ano de 2016, os dados estimados para o ano de 2017 e os dados provisórios para o ano de 2018, com base na média dos últimos 5 anos.

<sup>18</sup> Tempo de interrupção equivalente – Indicador que representa o tempo de interrupção, em minutos, resultante de interrupções longas, da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 3 do Manual de Procedimentos do RQS.

Indicador “Maximização da capacidade de interligação disponível para o mercado diário” ( $E_{\text{Interligações}}$ )

Este indicador pretende valorizar decisões do ORT que permitam disponibilizar mais capacidade da interligação internacional para fins comerciais, sem prejuízo do respeito pela segurança da rede e a segurança de abastecimento dos consumos, evitando o investimento em mais linhas de interligação. Opta-se por considerar unicamente os valores de capacidade de interligação disponibilizados ao mercado no sentido da importação, cujos valores são normalmente limitados pelo ORT português.

O valor do indicador  $E_{\text{Interligações}}$  será determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$E_{\text{Interligações}} = \begin{cases} 0 & \text{se } I_{\text{Interligações}} \leq I_{\text{Interligações ref1}} \\ 0,5 & \text{se } I_{\text{Interligações ref1}} < I_{\text{Interligações}} \leq I_{\text{Interligações ref2}} \\ 1 & \text{se } I_{\text{Interligações}} > I_{\text{Interligações ref2}} \end{cases}$$

em que:

$$I_{\text{Interligações}} = \text{média móvel de 3 anos} \frac{\text{média anual da capacidade horária disponível para mercado diário (importação)}}{\text{média anual da soma das capacidade térmicas das linhas de interligação}}$$

Na fórmula anterior, os valores considerados correspondem aos valores registados nos últimos 3 anos ( $t$ ,  $t-1$  e  $t-2$ )<sup>19</sup> do rácio (%) entre a média anual da capacidade horária de interligação disponibilizada para fins comerciais no mercado diário no dia  $d-1$  (valores de importação) e o valor anual da soma da capacidade térmica das linhas de interligação em exploração ( $I_{\text{Interligações}}$ )<sup>20</sup>.

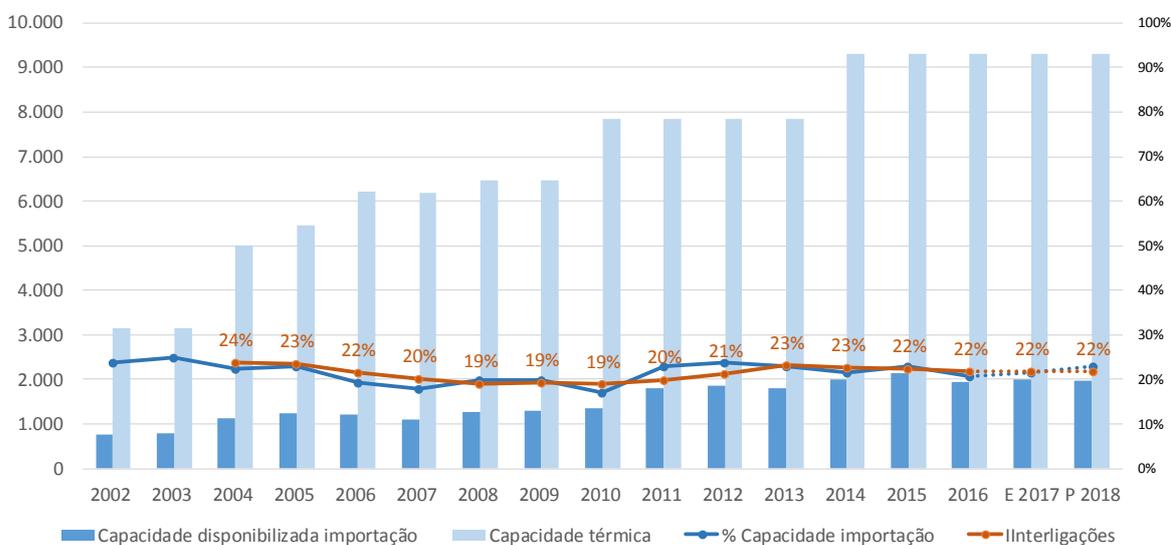
Face ao histórico de dados disponíveis, Figura 2-18, a percentagem da capacidade térmica total instalada em linhas de interligação que é disponibilizada ao mercado diário para fins comerciais encontra-se ainda aquém dos valores equivalentes a nível europeu publicados pela ACER<sup>21</sup>, Figura 2-19, sabendo-se que esta entidade recomenda um aumento significativo dessa percentagem.

<sup>19</sup> Para efeitos de aplicação do referido mecanismo de incentivo no cálculo das tarifas de 2018, consideram-se os dados reais relativos ao ano de 2016 e os dados estimados para o ano de 2017, e provisórios para o ano de 2018, com base na média dos últimos 5 anos.

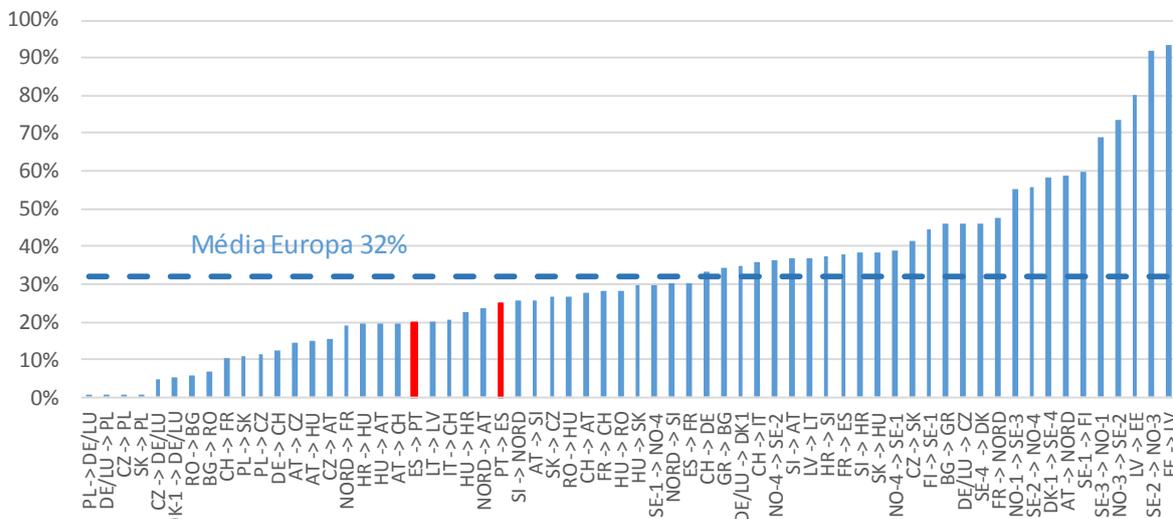
<sup>20</sup> Soma dos valores mínimos da capacidade térmica registados ao longo do ano em cada linha de interligação, apresentados no documento “Caracterização das interligações a 31 de dezembro” publicado pela REN – Rede Elétrica Nacional.

<sup>21</sup> ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2016.

**Figura 2-18 - Evolução anual do valor da capacidade térmica e da capacidade disponibilizada ao mercado no sentido da importação, respetivas percentagens e valores de “I<sub>Interligações</sub>”**



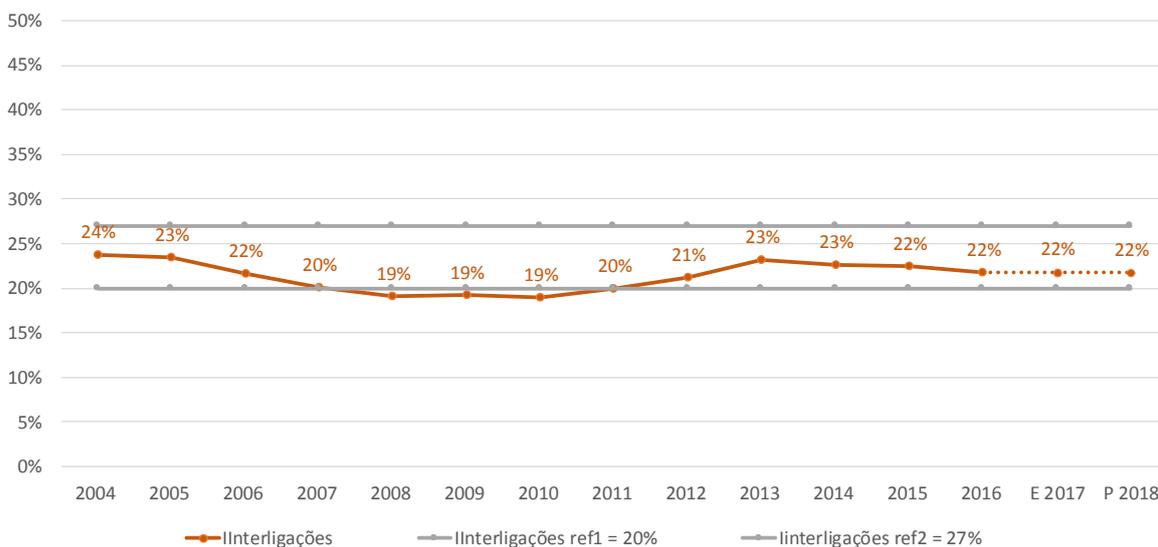
**Figura 2-19 - Comparação Europeia da percentagem da capacidade térmica disponibilizada ao mercado**



Nesse sentido estabelece-se para o período regulatório de 2018-2020 um valor de referência inferior I<sub>Interligações ref1</sub> correspondente a 20% e um valor de referência superior I<sub>Interligações ref2</sub> correspondente a 27%, valores estes que, representando um desafio para o ORT, contribuem para um alinhamento com o nível europeu.

A Figura 2-20 apresenta o enquadramento destes valores de referência com a evolução anual do indicador  $I_{\text{Interligações}}$  nos últimos anos. O valor de 2017 é estimado com base nos valores reais registados até 6 de dezembro.

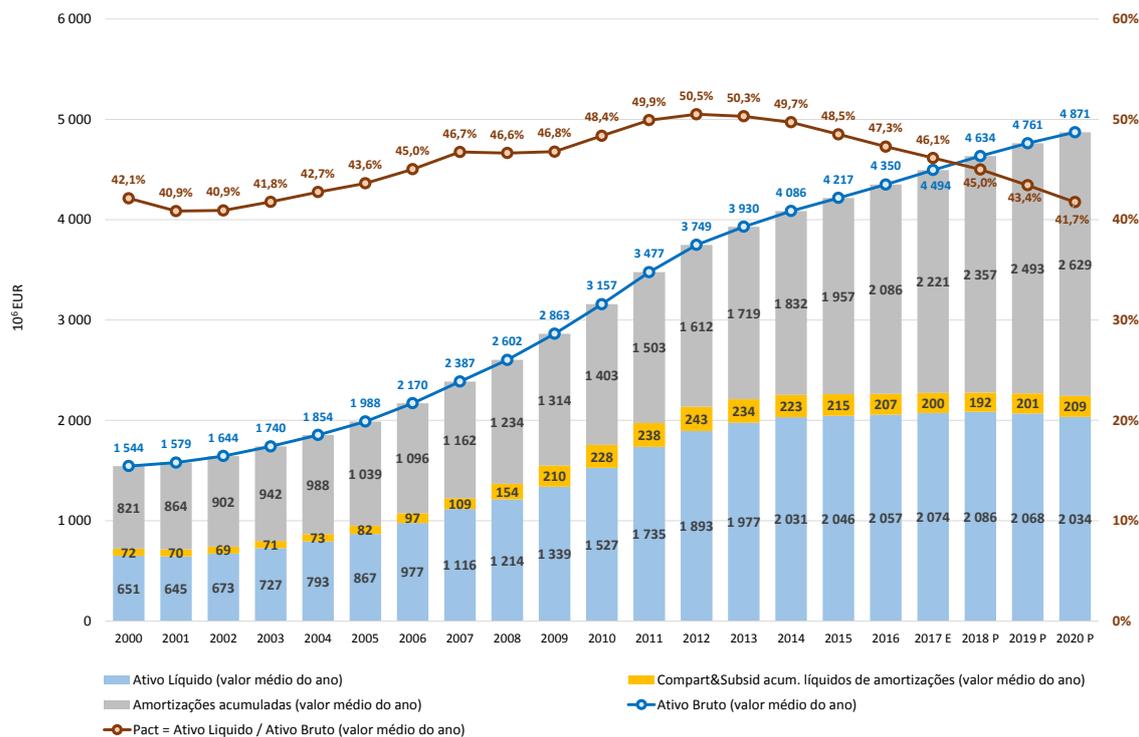
**Figura 2-20 - Evolução de " $I_{\text{Interligações}}$ " e valores de referência no âmbito do mecanismo**



### CALIBRAÇÃO DO INCENTIVO $I_{\text{REI}}$

Conforme já referido, o incentivo  $I_{\text{REI}}$  é dependente do rácio entre o ativo líquido médio e ativo bruto em exploração ( $P_{\text{act}}$ ), pelo que importa analisar a sua evolução histórica e as previsões para o período regulatório de 2018 a 2020. A figura seguinte apresenta, para além da evolução deste rácio, a evolução do ativo líquido e do ativo bruto (valores médios do ano) necessários para o seu cálculo.

Figura 2-21 – Evolução do rácio Pact e das rúbricas para a sua determinação



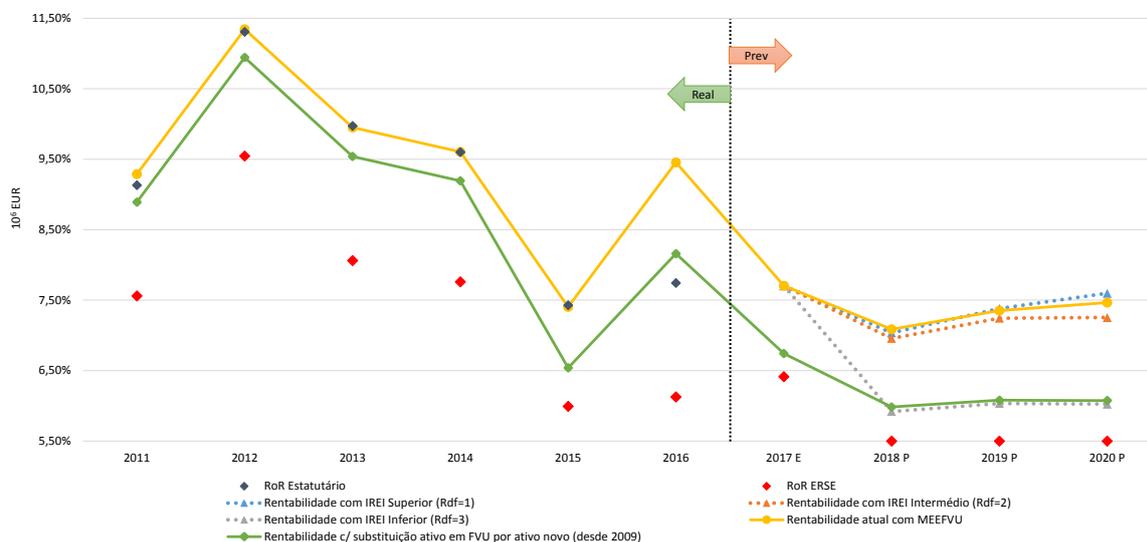
Fonte: ERSE

A ERSE entende que os limites inferiores do rácio  $P_{act}$ , para os diferentes níveis de desempenho funcional da RNT, não deverão situar-se abaixo de um mínimo aceitável. A série apresentada, com início no ano 2000, permite concluir que o rácio  $P_{act}$  se tem situado aproximadamente entre 41% e 51%, devendo manter-se dentro desta banda até 2020, de acordo com as previsões de investimento da REN. Adicionalmente, a uma redução do nível de desempenho funcional da RNT deverá estar associado um limite inferior para este rácio que seja mais restritivo, de modo a impedir sinais económicos que tendencialmente levariam a um aumento da idade média do ativo, enquanto o desempenho funcional da RNT, medido pelo indicador estabelecido pela ERSE, diminua. Tendo em conta os valores observados nos últimos anos, a ERSE fixou o limite inferior do rácio  $P_{act}$  para o desempenho funcional da RNT de nível superior ( $P_{act,min,1}$ ) em 42%, aumentando este limite à medida que o desempenho funcional desce, fixando-se e  $P_{act,min,3}$  em 45%.

Quanto ao limite inferior do rácio  $P_{act}$  para o desempenho funcional da RNT de nível intermédio ( $P_{act,min,2}$ ) e ao limite superior para este rácio ( $P_{act,max}$ ), a sua parametrização foi realizada em conjugação com a fixação dos limites superiores para o incentivo ( $I_{REI,max,d}$ ), de modo a equiparar o valor do  $I_{REI}$  no ano de 2018 com o valor estimado para o incentivo MEEFVU no ano de 2017 (21,6 milhões de euros), pressupondo que em 2018 o desempenho funcional será intermédio e, simultaneamente, permitir à empresa um acréscimo no valor deste incentivo caso atinja um desempenho funcional superior, embora com uma rentabilidade controlada.

Para este efeito e tendo em conta as demais previsões para o período regulatório de 2018 a 2020, a ERSE determinou a rentabilidade prevista para a empresa, assumindo os valores deste incentivo nos diferentes níveis de desempenho da RNT e para o rácio  $P_{act}$  previsto em cada ano. Os valores das rentabilidades obtidas desta forma foram ainda comparadas com o cenário *business as usual*, correspondente à continuidade do incentivo MEEFVU com os montantes previstos pelo operador da RNT, e com os RoR estatutário e regulatório. Este exercício é apresentado na Figura 2-22, assumindo a parametrização do incentivo  $I_{REI}$  explicitada na Figura 2-23 e a taxa de remuneração dos ativos da atividade de TEE para o período regulatório 2018-2020 definida no capítulo 7.

**Figura 2-22 – Rentabilidade da REN com o incentivo MEEFVU, com substituição total dos ativos em fim de vida útil e para os diferentes níveis do incentivo  $I_{REI}$**



Fonte. ERSE, REN

Tendo presente que o incentivo  $I_{REI}$  veio substituir o incentivo MEEFVU, os montantes reais e previstos pelo operador da RNT para este incentivo foram também colocados sobre as curvas do incentivo  $I_{REI}$ , diferenciadas pelos níveis de desempenho funcional, permitindo assim avaliar as diferenças entre os dois incentivos em função do rácio  $P_{act}$  para cada ano e da calibração do incentivo  $I_{REI}$  efetuada pela ERSE. Esta comparação é ilustrada na Figura 2-23.

**Figura 2-23 – Incentivo I<sub>REI</sub> para o período regulatório 2018-2020 e comparação com os valores reais e previsionais do incentivo MEEFVU**



Fonte: ERSE, REN

Tendo por base várias simulações realizadas, fixaram-se os limites superiores do incentivo ( $I_{REI,max,d}$ ), indicados na Figura 2-23 (por ordem crescente do nível de desempenho, 32, 25 e 0 milhões de euros), o limite inferior do rácio  $P_{act}$  para o desempenho funcional intermédio ( $P_{act,min,2}=43,7\%$ ) e o limite superior do rácio  $P_{act}$  ( $P_{act,max}=53\%$ ), que permitem atingir os seguintes objetivos com o novo incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT:

- No ano de 2018, para uma situação de desempenho intermédio, o incentivo  $I_{REI}$  é aproximadamente neutro na perspetiva dos proveitos permitidos da atividade de TEE, por comparação com o montante do incentivo MEEFVU estimado para o ano de 2017 (21,6 milhões de euros);
- Os montantes do incentivo MEEFVU, ocorridos e previstos<sup>22</sup> nos restantes anos, situam-se tendencialmente acima das curvas do incentivo  $I_{REI}$ , que reflete a intenção da ERSE em controlar a rentabilidade da empresa, particularmente para níveis de desempenho intermédio e inferior.
- No entanto, com este novo incentivo, a empresa poderá ultrapassar os montantes do anterior incentivo MEEFVU, particularmente em 2019 e 2020, se melhorar o desempenho da RNT, o que

<sup>22</sup> Os valores do incentivo MEEFVU entre 2009 e 2014 foram recalculados com o parâmetro de partilha igual a 85%, que corresponde à série, de modo a que todos os anos passem

reflete objetivo da ERSE de estimular a otimização de aspetos funcionais da rede, para que as obrigações da concessão de serviço público do operador sejam asseguradas com maior eficiência nos custos;

- Para a situação de desempenho funcional superior, o acréscimo de rentabilidade da empresa não será expressivo face ao cenário de continuidade do incentivo MEEFVU (cerca de +0,1 p.p. em 2020). Por outro lado, caso a empresa tenha um desempenho funcional inferior, que é considerado como tal apenas para situações extremas e muito pouco prováveis como se viu, a diminuição na rentabilidade será substancial (cerca de -1,4 p.p. em 2020).

A dependência do incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT face ao valor bruto dos ativos fixos em exploração implica a necessidade de garantir uma monitorização e fiscalização regular dos ativos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, em especial à sua efetiva permanência em exploração e aos critérios usados pela empresa para o seu abate.

Este aspeto levou à introdução de uma disposição regulamentar que prevê a realização de ações de monitorização e fiscalização, especificamente no âmbito deste incentivo, de modo a assegurar que os ativos com valor líquido nulo que não se encontrem em exploração não influenciam o valor do incentivo I<sub>REI</sub>. Caso sejam detetados ativos nestas condições, e sem prejuízo das devidas providências no âmbito do Regime Sancionatório, a ERSE previu regulamentarmente a aplicação de uma penalidade igual a  $n_{\Delta I_{REI}}$  vezes à variação provocada no incentivo em resultado do acréscimo do rácio  $P_{act}$  que resulte da exclusão desses ativos na determinação do incentivo. Este fator multiplicativo é fixado em  $n_{\Delta I_{REI}}=2$  para todos os anos do período regulatório.

Face ao exposto, o Quadro 2-2 apresenta um resumo dos parâmetros definidos pela ERSE para o incentivo I<sub>REI</sub>, no período regulatório de 2018 a 2020.

**Quadro 2-2 - Parâmetros a aplicar no incentivo I<sub>REI</sub>**

	2018	2019	2020
Limite superior do I <sub>REI</sub> para desempenho superior da RNT com R <sub>DF</sub> =1 (I <sub>REI, max, 1</sub> )	32,0 M€	32,0 M€	32,0 M€
Limite superior do I <sub>REI</sub> para desempenho intermédio da RNT com R <sub>DF</sub> =0,5 (I <sub>REI, max, 2</sub> )	25,0 M€	25,0 M€	25,0 M€
Limite superior do I <sub>REI</sub> para desempenho inferior da RNT com R <sub>DF</sub> =0 (I <sub>REI, max, 3</sub> )	0 M€	0 M€	0 M€
Limite inferior do rácio P <sub>act</sub> para desempenho superior da RNT com R <sub>DF</sub> =1 (P <sub>act, min, 1</sub> )	42,0%	42,0%	42,0%
Limite inferior do rácio P <sub>act</sub> para desempenho intermédio da RNT com R <sub>DF</sub> =0,5 (P <sub>act, min, 2</sub> )	43,7%	43,7%	43,7%
Limite inferior do rácio P <sub>act</sub> para desempenho inferior da RNT com R <sub>DF</sub> =0 (P <sub>act, min, 3</sub> )	45,0%	45,0%	45,0%
Limite superior do rácio P <sub>act</sub> para qualquer nível de desempenho da RNT (P <sub>act, max</sub> )	53,0%	53,0%	53,0%
Valor de referência do indicador secundário I <sub>QS</sub> (I <sub>QS ref</sub> )	0,96 min	0,96 min	0,96 min
Valor de referência do indicador secundário I <sub>Disponibilidade</sub> (I <sub>Disponibilidade ref</sub> )	97,5%	97,5%	97,5%
Fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência (α)	0,78	0,78	0,78
Parâmetro que limita o valor mínimo do indicador secundário I <sub>interligações</sub> (I <sub>interligações ref 1</sub> )	20%	20%	20%
Parâmetro que limita o valor máximo do indicador secundário I <sub>interligações</sub> (I <sub>interligações ref 2</sub> )	27%	27%	27%
Fator multiplicativo para aplicação de penalidades (n <sub>Δ IREI</sub> )	2	2	2

Fonte: ERSE

### 2.3 BASE DE CUSTOS DE EXPLORAÇÃO PARA 2018 E FATOR DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2018 A 2020 PARA A ATIVIDADE DE TEE

A reorganização do mercado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, associada à cessação antecipada dos Contratos de Aquisição de Energia Elétrica das centrais da EDP Produção obrigou a uma reorganização da REN, SA, nomeadamente à criação da REN Trading, para a qual foi transferida a gestão dos dois contratos de aquisição de energia elétrica que se mantiveram em vigor, e a eliminação da atividade de Aquisição de Energia Elétrica.

Paralelamente, ocorreu a expansão do Grupo REN ao setor do Gás Natural, associado às instalações de alta pressão (terminal de GNL, instalações de armazenamento subterrâneo e rede nacional de transporte), por destaque do Grupo GALP. No decurso de 2008, a REN procedeu à constituição de uma nova empresa, a REN Serviços, a que afetou todas as funções de apoio comuns aos dois setores de atividade.

Estas alterações tiveram como consequência uma reafectação de custos entre todas as atividades reguladas do setor elétrico pertencentes ao Grupo REN: atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) e atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), ambas da REN, e atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVVEAC), da REN Trading, o que dificulta a análise evolutiva dos custos de cada atividade.

A análise efetuada neste capítulo incide na atividade de TEE, para a qual se definiram novos parâmetros a aplicar no período regulatório 2018-2020. A análise da atividade de GGS será desenvolvida em capítulo próprio.

A base da atividade de TEE passa pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da RNT e das suas interligações com outras redes. Entre 1999 e 2008, os proveitos da atividade de TEE eram determinados através de custos aceites em base anual, tanto ao nível dos custos de exploração (OPEX) como ao nível dos custos com capital (CAPEX). Com o objetivo de promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte, foi implementado, no período regulatório de 2009-2011, um modelo de regulação assente num sistema de incentivos que se prolongou nos períodos regulatórios seguintes e se manterá para o atual período regulatório de 2018-2020.

O objetivo da introdução de uma regulação por incentivos foi de conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação. Deste modo, os custos de exploração aceites para a atividade de TEE são determinados, desde 2009, em função de um mecanismo de custos incrementais (MCI).

Para a determinação das bases de custos e simulação previsional do cálculo de OPEX aceite pela ERSE para o período regulatório de 2018-2020, foram utilizadas as taxas de inflação no Quadro 2-3.

**Quadro 2-3 - Taxas de inflação**

	2015	2016	2017	2018P
Inflação	2,18%	0,82%	2,20%	1,08%
	Variação anual IPIB terminada no 2.º trimestre do ano t-1			

Fonte: INE, ERSE

O valor de 2018 corresponde ao valor do 2.º trimestre de 2017 publicado pelo INE.

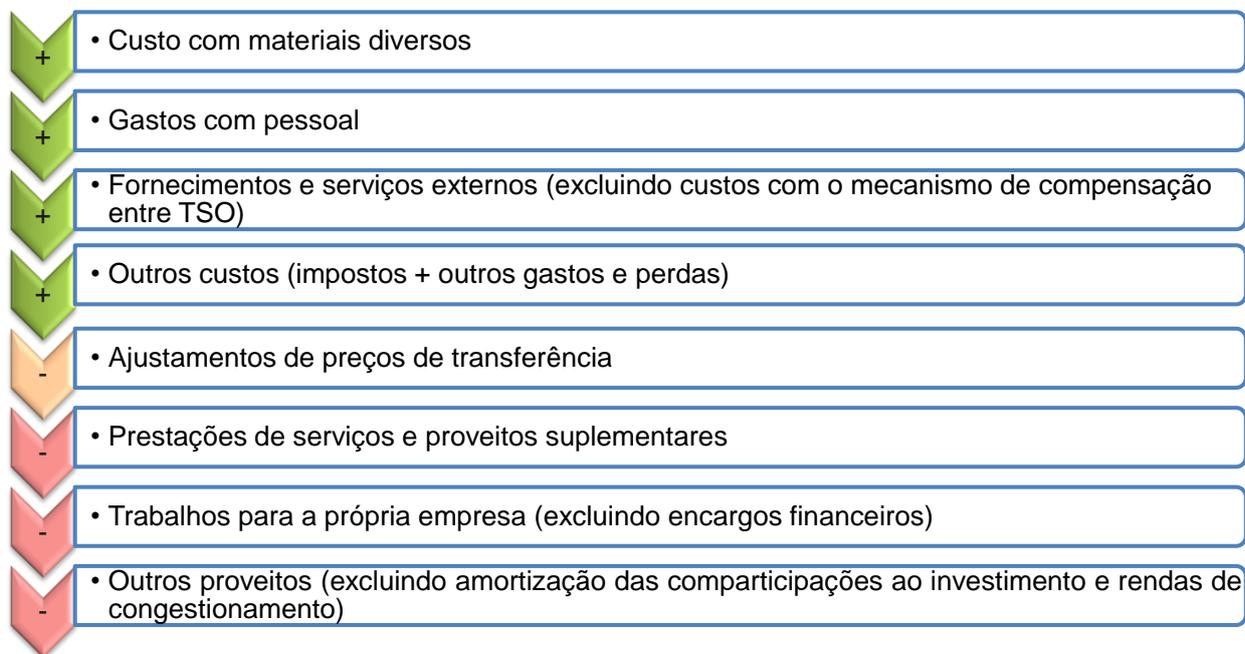
### 2.3.1 ANÁLISE DE DESEMPENHO

No período regulatório 2018-2020 pretende-se manter a metodologia de regulação do OPEX aplicada no período regulatório anterior, assente num mecanismo de custos incrementais. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2018, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2019 e 2020.

A escolha da base de custos é uma determinante fundamental no estabelecimento dos parâmetros de eficiência da empresa regulada. O OPEX real de uma empresa está dependente de uma multiplicidade de fatores exógenos à empresa regulada, tais como o ciclo económico (com as conseqüentes medidas de restrição orçamental, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias), a liberalização dos mercados, a evolução do preço das matérias-primas, entre outros e está dependente de fatores endógenos correlacionados com a atividade operacional da empresa. Estes fatores podem afetar positivamente ou negativamente o seu OPEX real.

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2018, no que respeita à atividade de TEE, consideraram-se as rubricas conforme se pode observar na Figura 2-24:

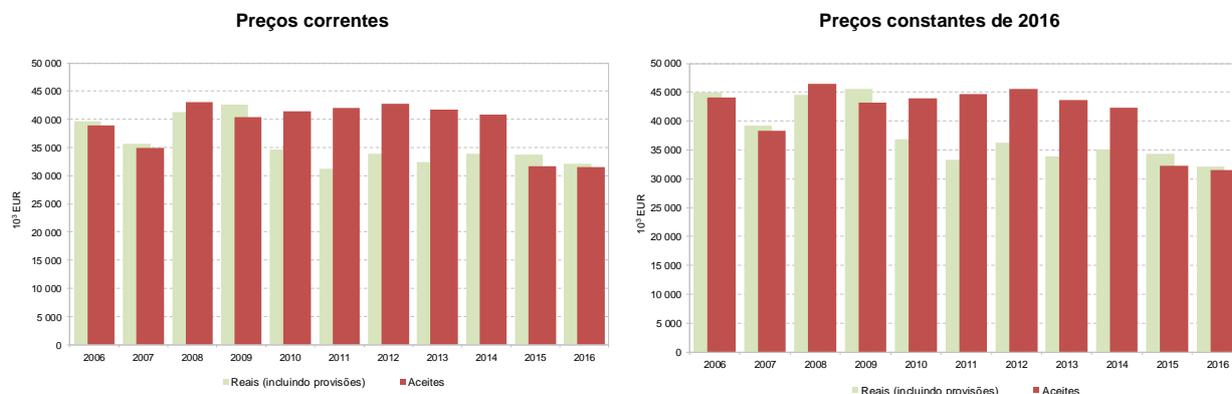
**Figura 2-24 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de TEE**



Fonte: ERSE

A Figura 2-25 ilustra a atuação da ERSE no que se refere à aceitação dos custos reais operacionais controláveis, líquidos de proveitos operacionais, da atividade de TEE, a preços correntes e a preços constantes de 2016.

**Figura 2-25 - Evolução dos custos de exploração reais/aceites da atividade de Transporte de Energia Elétrica**

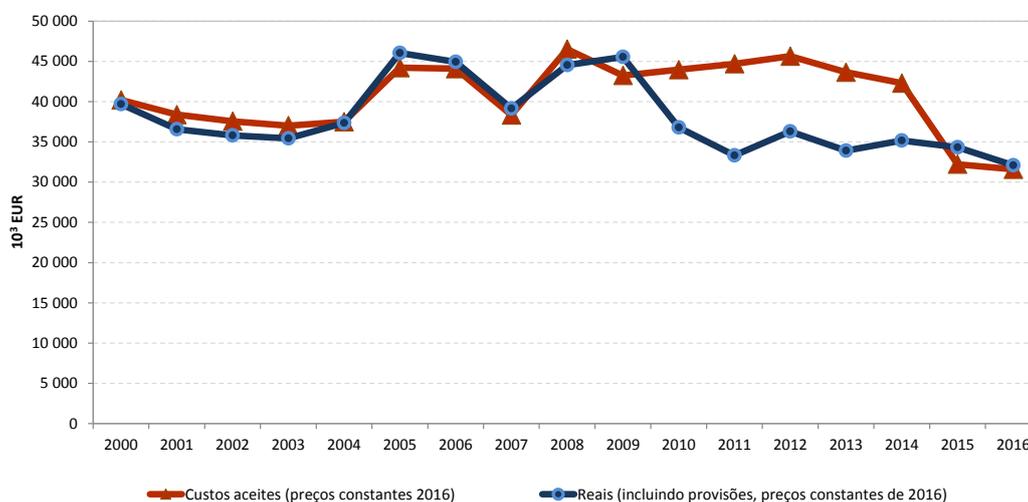


Fonte: ERSE, REN

Da análise à figura, observa-se o efeito da regulação por custos aceites até 2008. Até esse ano, as diferenças entre os custos reais e os aceites<sup>23</sup> eram mínimos. Com a implementação do mecanismo de custos incrementais em 2009 a REN conseguiu, em definitivo, uma redução dos custos reais, tendo os custos aceites sido objeto de revisão substancial em baixa aquando da definição para o período regulatório 2015-2017 da nova base de custo de exploração sujeita a metas de eficiência.

A Figura 2-26 permite, numa análise a preços constantes de 2016, observar que entre 2010 e 2014, os custos reais foram inferiores aos custos aceites com a aplicação do mecanismo de custos incrementais e em 2015 a situação inverteu-se com a revisão da base de custos sujeita a metas de eficiência.

**Figura 2-26 - Comparabilidade histórica da evolução do OPEX líquido da REN com a evolução do OPEX líquido aceite pela ERSE a preços constantes de 2016**

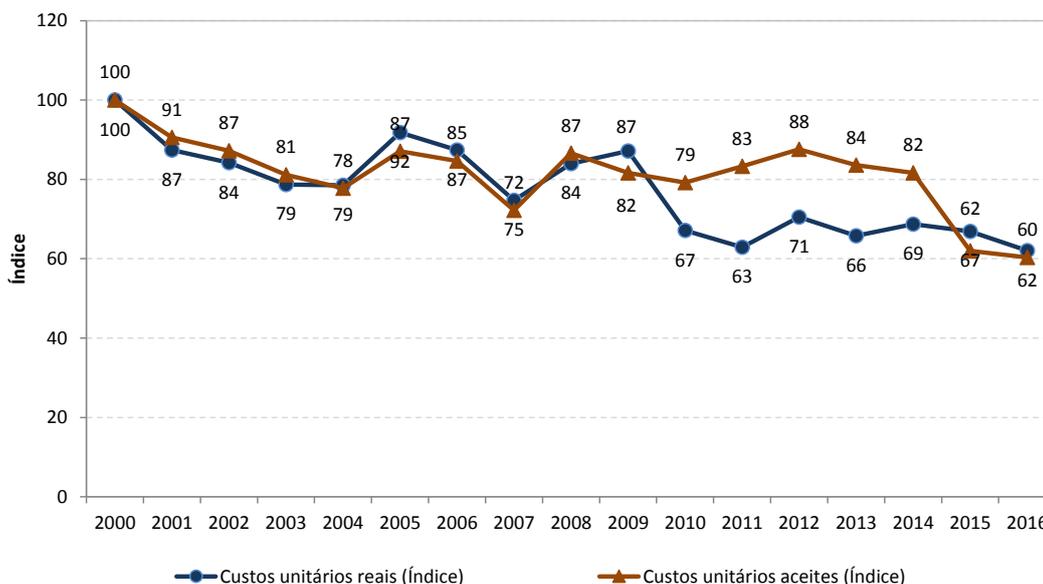


Fonte: ERSE, REN

A Figura 2-27 apresenta a evolução dos custos de exploração unitários (em índice base 2000=100) na atividade de TEE, considerando o custo real da REN a preços constantes de 2016 e tendo como denominador para efeitos da determinação do OPEX médio a variável energia à saída da rede de transporte.

<sup>23</sup> Valores de OPEX calculados com valores reais de indutores, sem incluir os ajustamentos.

Figura 2-27 - OPEX controlável unitário a preços constantes de 2016 (índice base 2000=100)



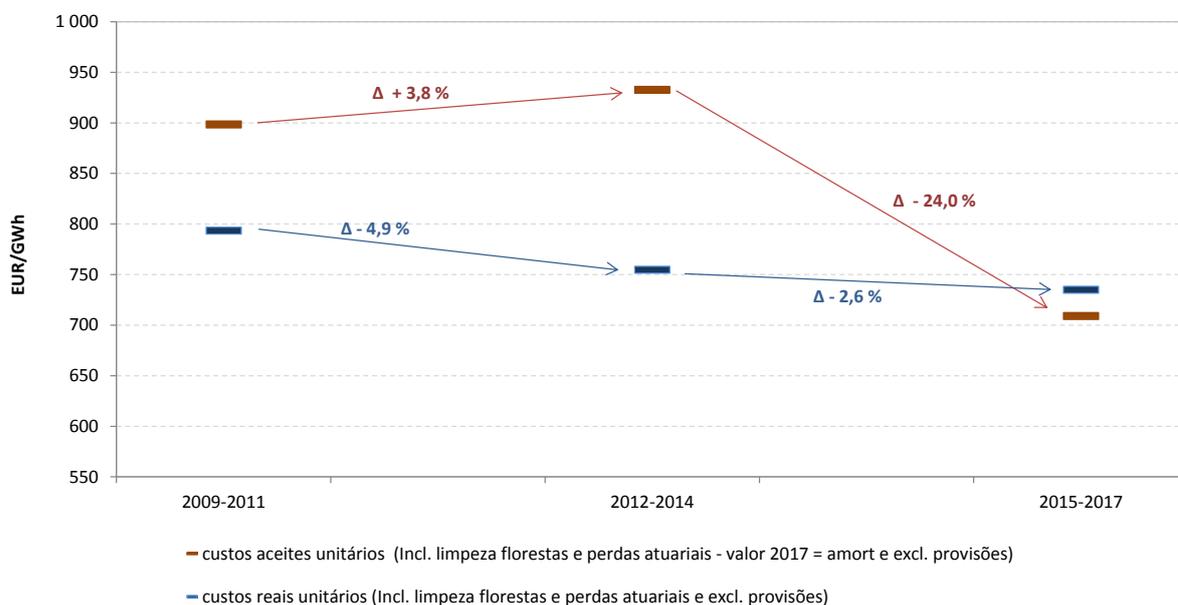
Fonte: ERSE, REN

A análise da figura anterior, além de evidenciar a redução dos custos ocorrida entre 2000 e 2016, mostra os seguintes aspetos:

- Mudança de desempenho da REN regista-se em 2010, momento de *turnover* em que custos reais se encontram significativamente abaixo dos custos aceites;
- Em 2016, os custos operacionais reais controláveis, isto é sujeitos a metas de eficiência, por unidade de energia, em base 2000=100, apresentam-se como os mais baixos do período em análise (percentil 60).

A Figura 2-28 apresenta a evolução da média do OPEX unitário por unidade energia em cada um dos três últimos períodos regulatórios, considerando no período regulatório 2015-2017 os anos 2015 e 2016 com contas fechadas e auditadas e a estimativa mais recente do ano de 2017.

**Figura 2-28 - OPEX unitário na atividade de TEE por período regulatório  
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE, REN

Verifica-se que, nos últimos dois períodos regulatórios, a REN apresenta uma tendência de decréscimo dos custos unitários reais, ocorrendo entre o período regulatório 2012-2014 e o período regulatório 2015-2017 uma redução de custos aceites de -24% e uma redução dos custos reais de -2,6%, apresentado este último período regulatório um valor de custos reais ligeiramente acima dos custos aceites, por via da redefinição da base de custos e da aplicação do mecanismo de custos incrementais.

### 2.3.2 BASE DE CUSTOS

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período regulatório, que evolui durante o período regulatório consoante os indutores de custo<sup>24</sup> (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

A metodologia aplicada no período regulatório de 2012-2014 para a definição da base de custos conduziu a uma sobreavaliação ao nível dos custos, pois considerou-se que não evoluiriam em função do crescimento real da atividade, quando medida pela evolução dos quilómetros de rede e do número de painéis em subestações, mas sim em função dos valores previsionais apresentados pela empresa para o ano t.

<sup>24</sup> Variáveis físicas que refletem a evolução da atividade.

No anterior período regulatório 2015-2017, conforme apresentado no documento “Parâmetros de regulação para o período 2015-2017”, a ERSE alterou o mecanismo de custos incrementais, para que o mesmo contemplasse um ajustamento em função do diferencial real de variáveis físicas utilizadas para medir a atividade de TEE, decisão que se prolonga para o atual período regulatório.

Tendo em conta a performance em 2015 e 2016 e os valores do OPEX real e o OPEX aceite pela ERSE no período regulatório anterior, a base de custos para o atual período regulatório resulta da média de OPEX real da REN entre os anos de 2015 a 2016, ambos os anos com dados reais e auditados, com os seguintes ajustamentos de valores:

- Exclusão do valor de ganhos e perdas atuariais incluídos nos gastos com o pessoal em 2015 e 2016, sendo incluído um valor aceite fora da base de custos, a amortizar num período de 11 anos, conforme adiante explicado;
- Inclusão do valor de limpeza de florestas e desvio de linhas na base de custos de 2018, anteriormente fora de base de custos, não sujeitos a metas de eficiência;
- Redução da base de custos num montante de €207 023, em resultado da auditoria às operações intragrupo da REN realizada pela ERSE entre 2015 e 2016, tendo em consideração as recomendações do auditor.

Importa salientar e explicitar a decisão acima referida relativamente aos ganhos e perdas atuariais. A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional tem implicado que os movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais deixem de ser reportados 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 caso particular da REN, até 2009 as demonstrações financeiras dessa empresa eram preparadas de acordo com o Plano Oficial de Contabilidade (POC), com exceção dos custos associados a ganhos e perdas atuariais, aos quais a REN aplicava a IAS 19, derrogando assim, no entendimento da REN, o disposto na Diretriz Contabilística n.º19. Seguindo o disposto nesta norma a REN optou pelo diferimento e amortização dos custos associados a ganhos e perdas atuariais ao longo dos anos de acordo com o método do “corredor”. Com a transição para o SNC, a REN passou a adotar a NCRF 28, mantendo a opção da aplicação do método do “corredor”. A harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional ocorrida em 2016, implicou que a partir desta data, os movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais deixassem de ser reportados pela REN na sua demonstração de resultados, motivo pelo qual a ERSE deixou de reconhecer estes valores no apuramento dos proveitos permitidos.

Todavia, 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 das alterações contabilísticas no nível de proveitos a recuperar ao nível das tarifas fosse neutro para a empresa e para o sistema. Para o atual período regulatório, e em harmonia com o definido para outras situações equivalentes, deixaram também de ser considerados os ganhos e perdas atuariais no cálculo dos custos operacionais líquidos de proveitos sujeitos a metas de eficiência, uma vez que a natureza destes custos (não controláveis) não justifica a aplicação de metas de eficiência.

Realça-se perante este cenário, que a base de custos para 2018-2020 acrescida destes montantes resultará na aproximação do OPEX aceite ao OPEX real da empresa, confirmando assim uma convergência da empresa regulada para os valores definidos pelo regulador e permitindo a partilha dos diferenciais de custos observados.

### 2.3.3 INDUTORES DE CUSTO

Definido o OPEX parte-se para a desagregação do OPEX que será aceite pela ERSE no novo período regulatório nas diferentes parcelas e respetivos indutores. Teoricamente, tal implica a definição de custos unitários incrementais associados a variáveis físicas medidoras da atividade da empresa.

Nos anteriores períodos regulatórios de 2012-2014 e de 2015-2017, a ERSE utilizou como indutores de custo a evolução dos quilómetros de linhas de rede e do número de painéis em subestações, sendo reconhecido que os quilómetros de rede correspondem a uma medida próxima da rede padronizada. Com base na performance da empresa nos últimos períodos regulatórios, a ERSE optou por manter para o período regulatório 2018-2020 os indutores de custo aplicados desde 2009.

### 2.3.4 META DE EFICIÊNCIA

Para providenciar robustez à escolha da meta de eficiência a aplicar no período regulatório 2018-2020, testaram-se diferentes parâmetros de eficiência a aplicar ao cenário considerado como sendo a base de custos.

As análises efetuadas permitem concluir que:

- Nos anos de 2012 a 2014, período pra o qual tinha sido estabelecida uma meta de eficiência de 3,5%, a REN cumpriu a meta de eficiência estabelecida, reduzindo substancialmente a sua base de custos;
- Nos anos de 2015 e 2016, após o claro ganho de eficiência por parte da REN, e cujo dinamismo importava manter, designadamente após a revisão da base de custos regulatórios, a ERSE reviu em baixo o nível de eficiência para níveis próximos dos valores mínimos considerados para o progresso tecnológico, de 1,5%, aplicado aos anos de 2016 e 2017.

Tendo em conta que não existe um estudo de *benchmark* mais atual do que o realizado entre 2012 e 2013, assim como uma aproximação dos custos reais aos custos aceites em 2016, e não havendo ainda dados reais para o ano de 2017 que permita fazer uma avaliação completa da performance do período regulatório de 2015-2017, face ao percurso de diminuição dos custos apresentado pela REN, a ERSE entende que se justifica manter o nível de eficiência para o nível próximo dos valores mínimos considerados para o progresso tecnológico, de 1,5%.

### 2.3.5 PARÂMETROS

O Quadro 2-4 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2018-2020, base de custos em 2018 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2019 e de 2020.

**Quadro 2-4 - Parâmetros da TEE**

TEE	2018	2019	2020
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%

Fonte: ERSE, REN

Verifica-se que a base de custos para 2018 é inferior em cerca de 5,5% à base de custos fixada no período regulatório anterior, tendo subjacente dois efeitos contrários:

- Redução dos gastos com pessoal dos custos atuariais em 6,9 milhões de euros e redução do valor de 0,2 milhões de euros relativamente às operações intragrupo da REN;
- Aumento da base de custos em 3,4 milhões de euros relativamente a custos de limpeza de florestas e desvios de linhas, anteriormente fora da base de custos, numa metodologia de custos aceites, não sujeitos a metas de eficiência.

## 2.4 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DA REN

Neste capítulo, determinam-se os parâmetros da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) para o período de regulação de 2018 a 2020.

Até 2017, os proveitos da atividade de GGS foram determinados em base anual e através de uma metodologia de custos aceites, ao contrário das restantes atividades do setor elétrico reguladas pela ERSE, que têm sido sujeitas a metodologias de regulação por incentivos. No setor do gás natural, na

última revisão regulamentar, uma parte dos custos da atividade de GGS passaram a estar sujeitos a metas de eficiência.

Os motivos que justificaram o alargamento da regulação por incentivos à atividade de gestão técnica global do sistema no setor do gás natural também se justificam para o setor elétrico, destacando-se o facto de esta atividade ser desenvolvida no seio de um grupo empresarial regulado, cujas restantes atividades são sujeitas à aplicação de metas de eficiência, o que poderá potenciar a subsidiação cruzada entre atividades.

Contudo, o alargamento da imposição de metas de eficiência à atividade de GGS deverá ter em conta a importância desta atividade para a gestão do SEN. O carácter abrangente e casuístico desta atividade dificulta a identificação de indutores de custo, justificando, por isso, a associação dos custos da atividade a uma estrutura fixa.

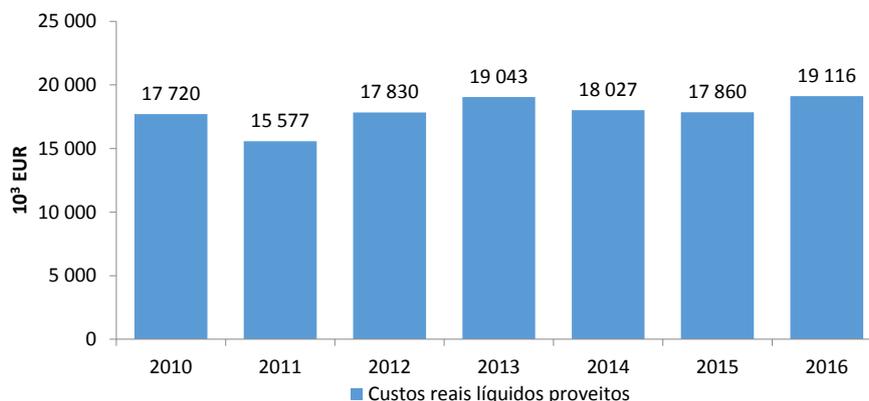
Deste modo, e tal como foi efetuado para o setor do gás natural, a ERSE decidiu aplicar uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de GGS, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência. As metas de eficiência que se irá implementar no período regulatório 2018-2020 e seguintes, com um modelo de regulação por incentivos, serão aplicadas aos custos de exploração considerados controláveis. A introdução de uma metodologia deste tipo na atividade de Gestão Global do Sistema do Setor Elétrico, à semelhança do que já acontece no Setor do Gás Natural, tem como objetivo promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte.

Todavia, no caso particular da atividade de GGS do setor elétrico, o facto de existirem novas obrigações que, nomeadamente, extravasam o contexto nacional, leva a que esta nova metodologia de regulação contemple uma parcela de custos, não sujeita à aplicação de metas de eficiência, para acomodar custos não previstos pelo regulador aquando do cálculo da base de custos.

#### 2.4.1 BASE DE CUSTOS

Os custos de exploração da GGS registaram um aumento de 8% entre 2010 e 2016, com algumas oscilações nesse período, como se pode observar na Figura 2-29 abaixo.

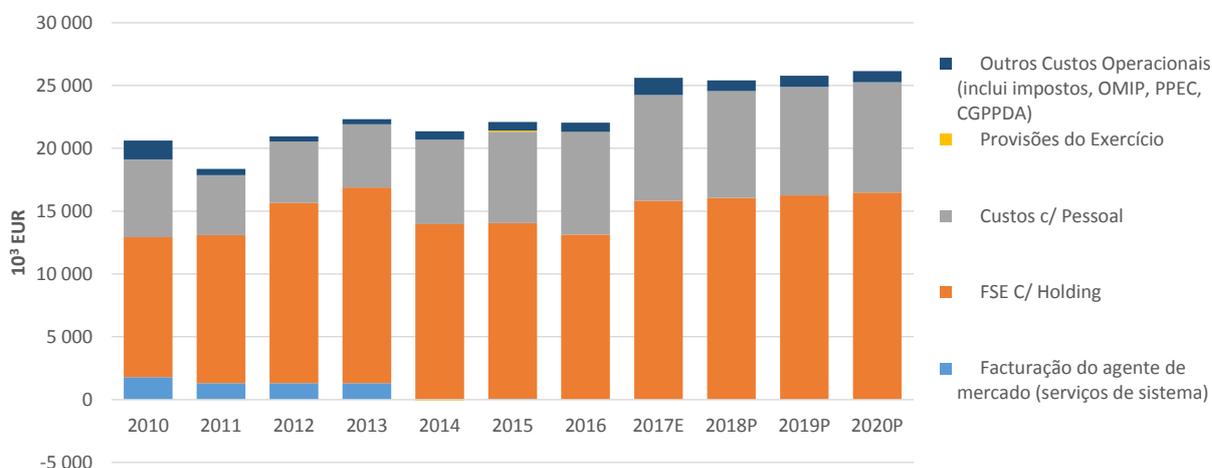
**Figura 2-29 - Custos de exploração líquidos de proveitos**



Fonte: ERSE e REN

A desagregação dos custos de exploração permite observar que os custos com FSE são os que representam o maior peso, tal como se pode observar na Figura 2-30 seguinte. Os gastos com pessoal são outra rúbrica de custos com um peso significativo e que registaram aumentos consideráveis nos últimos anos, tendo crescido 12% em 2016. Em termos de previsões, a empresa aponta para um crescimento muito significativo dos custos, em especial dos custos com maior peso, com uma previsão de crescimento de 25% com os custos de FSE entre 2016 e 2020.

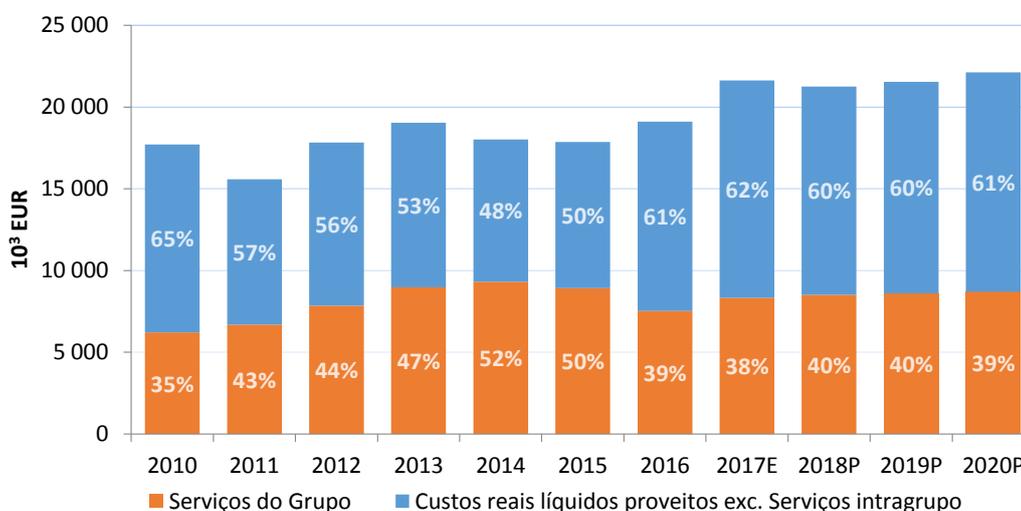
**Figura 2-30 - Custos de exploração GGS**



Fonte: ERSE e REN

Tem-se verificado, adicionalmente, que os custos de exploração com origem no seio do próprio Grupo REN assumem um peso significativo no total dos custos com OPEX da atividade de Gestão Global do Sistema. Tal é possível observar na seguinte Figura 2-31.

**Figura 2-31 - Custos de exploração, líquidos de proveitos, com desagregação dos serviços do intragrupo**



Fonte: ERSE e REN

Os custos de exploração líquidos de proveitos da REN ascenderam a 19 milhões de euros em 2016, último ano real auditado, com os serviços intragrupo a ascenderem a 7,5 milhões de euros, 39% do total dos custos de exploração líquidos de proveitos. Os custos com origem no Grupo REN representaram entre 2010 e 2016, em média, cerca de 44% dos custos totais de exploração da atividade de GGS. Para 2017 as estimativas da empresa apontam para um crescimento de 11% dos serviços intragrupo, e um crescimento estimado de 15% para os restantes custos.

Assim, a aplicação de um *revenue cap* com incidência apenas na componente de custos que resultam da faturação de serviços entre empresas do mesmo grupo, como foi aplicada no setor do gás natural, poderá levar a empresa a optar no futuro por contratar os serviços atualmente faturados como serviços intragrupo fora do grupo e, conseqüentemente, excluídos desse *revenue cap*, podendo criar um acréscimo substancial dos custos de exploração, ao contrário do pretendido com a proposta de implementação da nova metodologia regulatória.

Desta forma a ERSE decidiu aplicar um fator de eficiência à totalidade dos custos da atividade de GGS tendo em consideração a importância dessa atividade para o SEN. Contudo, existem novas obrigações atribuídas ao Gestor do Sistema, nomeadamente a entrada em vigor da Diretiva de Transparência (REMIT), que poderá justificar uma alteração prevista dos mesmos. É também neste sentido que a metodologia de regulação contempla uma parcela de custos não sujeita à aplicação de metas de eficiência e que permite acomodar os custos incorridos pela empresa, não previstos pelo regulador no início do período regulatório, no momento da definição da base de custos, desde que os mesmos sejam devidamente justificados pela empresa.

Face ao exposto anteriormente, e face à análise e avaliação da evolução dos custos reais, a ERSE considerou a aplicação de um *revenue cap*, sobre um valor base para 2018 igual ao real de 2016, atualizado pelo valor de inflação prevista para os anos correspondentes<sup>25</sup>. Este valor da base de custos calculada foi ajustada dos seguintes valores:

- Exclusão do valor dos ganhos e perdas atuariais incluídos nos gastos com o pessoal em 2016, sendo incluído um valor aceite fora da base de custos, a amortizar num período de 11 anos, conforme explicação aplicado à atividade de TEE;
- Redução da base de custos num montante de €109 279, em resultado da auditoria às operações intragrupo da REN realizada pela ERSE entre 2015 e 2016, tendo em consideração as recomendações do auditor.

Tendo em conta a análise e a justificação apresentadas anteriormente para a atividade de TEE, a ERSE entende que se justifica aplicar o mesmo fator de eficiência à atividade de GGS, igualmente desenvolvida pela REN, de 1,5%.

#### 2.4.2 PARÂMETROS

O Quadro 2-5 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2018-2020, base de custos em 2018 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2019 e de 2020.

**Quadro 2-5 - Parâmetros da GGS**

GGS	2018	2019	2020
Custos operacionais (milhares de euros)	16 972		
Fator de eficiência		1,50%	1,50%

Fonte: ERSE, REN

---

<sup>25</sup> A inflação considerada foi de 1,4%, o valor do deflator do PIB previsto para 2017 no “*European Economic Forecast Spring 2017*”, Maio de 2017, da Comissão Europeia.



### 3 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

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.

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 mais recentemente, o Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

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

A atividade do OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo cliente final, a seu pedido, bem como as de colaborar na transparência dos respetivos mercados, disponibilizando aos clientes finais o acesso fácil à informação a que têm direito, nomeadamente a operacionalização das mudanças de comercializador, a gestão e manutenção da plataforma eletrónica de logística de mudança de comercializador e a prestação de informação personalizada aos consumidores de energia.

A atividade de OLMC para o setor elétrico foi até 2017 desenvolvida pela EDP Distribuição, na qualidade de Operador da Rede de Distribuição.

A proposta da ERSE para o período regulatório 2018-2020 vertida no documento de Consulta Pública da regulamentação do Setor Elétrico que decorreu entre maio e junho de 2017, apontou para o estabelecimento de uma metodologia de regulação do OLMC por custos aceites ao nível do CAPEX e por incentivos, com a aplicação de uma metodologia de *revenue cap* ao nível do OPEX.

Embora a ERSE se tenha deparado com algumas dificuldades na definição da base de custos para o OLMC para o novo período regulatório pela:

- Inexistência de um histórico que permita aferir o nível de custos do OLMC como operador independente;
- Dificuldade em identificar os custos incorridos pela EDP Distribuição com a operação logística de mudança de comercializador;

A ERSE garante na sua proposta um nível de proveitos para esta atividade que garanta que não haja acréscimo de custos para os consumidores de eletricidade, conforme determinado no artigo 172.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro.

#### **BASE DE CUSTOS**

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período regulatório, que evolui durante o período regulatório consoante os indutores de custo<sup>26</sup> (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

Face à falta de dados históricos, a base de custos definida pela ERSE para essa atividade para o período 2018-2020 assentou na análise à informação facultada pelos diferentes operadores designadamente a EDP Distribuição e a ADENE.

Em setembro de 2017 a ADENE apresentou à ERSE um plano de negócios que prevê que os custos de investimento e de exploração nos dois primeiros anos de atividade regulada, 2018 e 2019, envolvam um volume de custos acrescidos pelos fatores apontados, nomeadamente, o investimento numa nova plataforma que deverá entrar em exploração em 2019 e os contratos de prestação de serviços com os anteriores prestadores que irão envolver custos no ano de 2018. Após o término do novo investimento dos contratos de prestação de serviços é expectável que a partir de 2020 haja uma redução substancial dos custos incorridos.

Face ao exposto, e após avaliação dos dados anteriormente reportados pela EDP Distribuição para atividade de *switching* e a proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE, entidade que irá desempenhar a função de Operador Logístico de Mudança de Comercializador, a ERSE definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 que assegura que não haja um acréscimo de custos face ao nível considerado até à data para a atividade de *switching*, considerando os custos imputados à EDP Distribuição e à ADENE. O TOTEX evoluirá nos anos de 2019 e de 2020 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, por forma a diminuir a volatilidade tarifária que estaria associada a recuperação dos custos de arranque da atividade num único ano e garantir que os custos em 2018 não sejam superiores aos custos verificados até à data para atividade de *switching*.

---

<sup>26</sup> Variáveis físicas que refletem a evolução da atividade.

Importa frisar que a definição do nível de custos a considerar para esta atividade após 2020 por parte da ERSE assentará na obtenção e análise de informação necessária ao longo do próximo período regulatório, a qual deverá suportar-se na recolha de dados a efetuar diretamente no terreno.

Como tal, a base de custos para 2018, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Custos de exploração propostos pelo OLMC para o ano de 2018, afetos ao setor elétrico<sup>27</sup> acrescidos dos custos de CAPEX propostos, alisados para um período de 3 anos, correspondente à duração do período regulatório;
- A componente de CAPEX foi calculada com a remuneração do valor médio dos ativos líquidos de cada ano acrescidos das amortizações do ano;
- A taxa de remuneração aplicada ao valor médio dos ativos líquidos é de 4,4%, uma vez que se considera que o risco associado a esta atividade é equivalente ao risco do “Estado Português”, por a entidade que desenvolve esta atividade ser uma entidade pública sem fins lucrativos. De acordo com os parâmetros definidos para o próximo período regulatório para as taxas de remuneração dos ativos regulados, que se encontram no capítulo 7, essa remuneração consiste na soma da taxa de juro sem risco (1%) com o prémio de risco de país (3,4%);
- As amortizações foram calculadas com uma taxa média anual de amortização de 12,5%;
- Para a definição da componente de CAPEX incluída na base de custos foi considerada a mesma taxa de remuneração dos ativos da EDP Distribuição.

#### **FATOR DE EFICIÊNCIA**

A definição de fatores de eficiência para a atividade de OLMC, face à inexistência de um *benchmarking* comparável e de um histórico da atividade atende unicamente à literatura existente quanto à definição de um mínimo de eficiência resultante do fator de progresso tecnológico.

Face ao exposto, de modo a garantir o esforço da empresa de diminuição dos custos, procedeu-se à fixação de um fator de eficiência equivalente ao valor mínimo correspondente ao fator progresso tecnológico, que equivale a 1,5%.

---

<sup>27</sup> Por indicação da ADENE a repartição dos custos entre os setores elétrico e do gás natural é feita na seguinte proporção: 80% para o setor elétrico e 20% para o setor do gás natural.

### 3.1 PARÂMETROS

O Quadro 3-1 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2018-2020, base de custos em 2018 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2019 e de 2020. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2019 e 2020, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Totex}_t = \text{Totex}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t)$$

**Quadro 3-1 - Parâmetros da atividade de OLMC**

OLMC	2018	2019	2020
Componente fixa (milhares de EUR)	1 180		
Fator de eficiência		1,50%	1,50%

#### 4 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica tem sido alvo desde o início de regulação por incentivos aplicado em alta e média tensão e em baixa tensão. Apesar das diversas alterações ocorridas ao nível da EDP Distribuição provocadas pela organização do próprio setor, designadamente, o *unbundling* e a integração ao nível do mercado ibérico de eletricidade (MIBEL), a metodologia de regulação daquela atividade manteve-se na sua essência, embora com particularidades na forma de aplicação.

Até 2011, a metodologia em causa foi do tipo *price-cap* aplicada ao OPEX, incluindo metas de eficiência, e ao CAPEX, sem aplicação de metas de eficiência. Adicionalmente foram criados os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço (aceites à posteriori no ajustamento de t-2) e à promoção de desempenho ambiental (aceites à priori e ajustado ao fim de dois anos).

No período de regulação 2009-2011, embora se mantivesse uma regulação do tipo *price-cap* saíram da base de custos sujeita a eficiência, os custos com as rendas de concessão e os custos no âmbito de programas de reestruturação de efetivos sujeitos a aprovação da ERSE<sup>28</sup>, passando a ser aceites em base anual e ajustados ao fim de dois anos com base nos valores reais e auditados e nos relatórios de execução anuais da EDP distribuição sobre o seu plano de reestruturação de efetivos.

No período de regulação 2012-2014, e como forma de reduzir custos operacionais sem sacrificar os investimentos da empresa, a metodologia utilizada alterou-se, passando o CAPEX a ser aceite em base anual, continuando o OPEX a estar sujeito à metodologia do tipo *price cap*. Para além da componente fixa, os indutores de custos considerados foram: energia distribuída, energia injetada e número de clientes. Os investimentos enquadrados no conceito de redes inteligentes passaram a ter um tratamento diferenciado, reconhecendo-se um prémio na remuneração destes ativos em contrapartida da exigência de uma maior eficiência operacional. Adicionalmente, introduziu-se a limitação do investimento excessivo, de modo a vincular o operador da rede de distribuição a um nível máximo de investimento no período regulatório.

Para o período de regulação 2015-2017, manteve-se a metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, continuando o CAPEX a ser aceite em base anual. Nesse período, o mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes passou a ser calculado com base em valores de investimentos reais e auditados e tinha uma duração de 6 anos. Assim, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica deixou de haver separação entre ativos no âmbito da rede convencional e no âmbito da rede inteligente, sendo também eliminado o fator de eficiência adicional. O montante deste

---

<sup>28</sup> Estes custos referem-se ao Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e ao Programa de ajustamento de efetivos (PAE), pois os custos com o Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) já se encontravam fora de base de custos. Importa referir que os custos ocorridos aquando da constituição das provisões, foram recuperados em tarifas posteriormente.

incentivo depende da avaliação de projetos realizada pela ERSE de acordo com os critérios definidos e está limitado a um determinado nível fixado pelo regulador para o período de aplicação. No período 2015-2017, a ERSE manteve o modelo do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em vigor no período regulatório anterior e introduziu alterações ao incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

No início de mais um período de regulação, 2018-2020, é necessário avaliar as metodologias de regulação utilizadas, bem como definir novos parâmetros de regulação. A principal alteração introduzida para este período regulatório prende-se com a aplicação de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais) na atividade de distribuição de energia elétrica em BT.

A aplicação de uma metodologia de regulação do tipo *cost-of-service*, ou *rate-of-return*, aplicada ao CAPEX, em vigor nos dois últimos períodos regulatórios, poderá não incentivar a empresa a otimizar as decisões de investimento, em especial quando não existe uma monitorização e o acompanhamento dos mesmos. No caso particular da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, a atomização dos seus investimentos torna a monitorização e respetivo acompanhamento dos investimentos um processo complexo, sobretudo considerando o quadro legal atual, em que o controlo e o escrutínio dos planos de investimento em infraestruturas não abrangem a distribuição neste nível de tensão. Por outro lado, uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao nível do TOTEX, que incide igualmente no CAPEX, tem como vantagem permitir às empresas responder de forma mais eficiente aos desafios tecnológicos e organizacionais que surgem no setor elétrico. Contudo, uma regulação por incentivos que incida no TOTEX e que seja apenas focada no controlo dos custos poderá desincentivar o investimento com implicações na qualidade de serviço ou na segurança de abastecimento, caso não haja a devida monitorização. A solução para estas debilidades passa pela definição de metodologias regulatórias que otimizem a eficiência da empresa, tendo em consideração o desempenho da mesma, nomeadamente no que respeita à qualidade de serviço, com a sua contínua monitorização.

Assim, de uma forma resumida, para o novo período de regulação as principais metodologias e parâmetros são os seguintes:

- Mantém-se a metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX na AT/MT, com a determinação dos seguintes parâmetros:
  - OPEX - Base de custos de exploração para o ano 2018, fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020 e indutores de custos;
  - CAPEX- Taxa de remuneração dos ativos;

- Introduce-se uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na BT, com a determinação dos seguintes parâmetros:
  - TOTEX - Base de custos totais para o ano 2018, fator de eficiência para o período de regulação 2018-2020 e indutores de custos;
- Outros:
  - Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligente (ver ponto 4.2);
  - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição (ver ponto 4.3);
  - Parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (ver ponto 4.4);
  - Eliminação do mecanismo de controlo do investimento excessivo;
  - Eliminação do mecanismo de monitorização da rendibilidade dos ativos das empresas reguladas, de acordo com a revisão regulamentar em curso.

#### **4.1 BASE DE CUSTOS DE EXPLORAÇÃO PARA 2018 E FATOR DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2018 A 2020**

##### **4.1.1 BASE DE CUSTOS**

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período regulatório, que evolui durante o período regulatório consoante os indutores de custo<sup>29</sup> (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

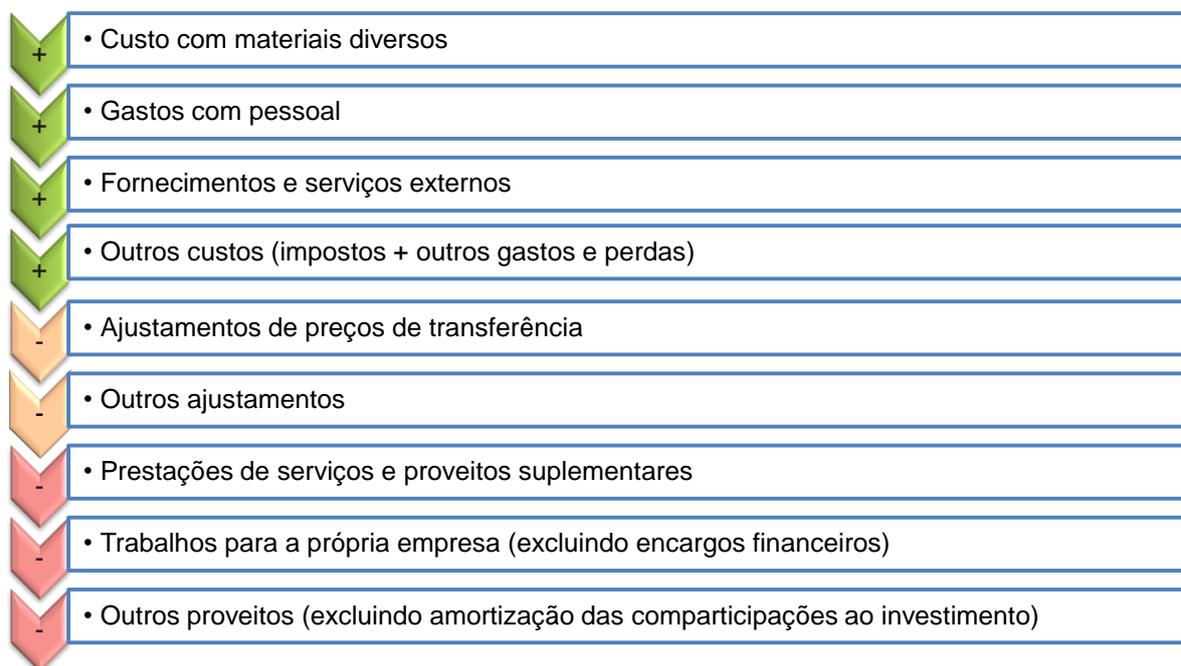
Apesar da introdução de uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na BT, a metodologia utilizada para calcular a componente de OPEX em ambos os níveis de tensão foi a mesma, tendo-se depois acrescentado à base de custos em BT uma componente que refletisse o CAPEX.

Assim, para efeitos de definição de base de custos em AT/MT e da componente OPEX da base de custos em BT são consideradas as seguintes rubricas:

---

<sup>29</sup> Variáveis físicas que refletem a evolução da atividade.

**Figura 4-1 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE<sup>30</sup>**



Nota: Nas rubricas com pessoal estão incluídos os custos de “unwinding”

Fonte: ERSE

De notar que para o novo período regulatório optou-se por deixar de considerar a constituição e reversão de provisões na base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, por forma a harmonizar o tratamento desta rúbrica para todas as atividades reguladas do setor elétrico, e uma vez que estes custos se revestem de alguma volatilidade e imprevisibilidade.

No cálculo dos custos operacionais líquidos de proveitos sujeitos a metas de eficiência deixaram também de ser considerados os ganhos e perdas atuariais. A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional tem implicado que os movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais deixem de ser reportados 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 caso particular da EDP Distribuição, até 2009 as demonstrações financeiras dessa empresa eram preparadas de acordo com o Plano Oficial de Contabilidade (POC), com exceção dos custos associados a ganhos e perdas atuariais, aos quais a EDP distribuição, por decisão do Conselho de Administração, aplicava a IAS 19. Seguindo o disposto nesta norma a EDP Distribuição optou pelo diferimento e amortização dos custos associados a ganhos e perdas atuariais ao longo dos anos de acordo com o

<sup>30</sup> Todas as referências a proveitos correspondem a rendimentos da empresa para efeitos contabilísticos.

método do “corredor”. Com a transição para as normas contabilísticas International Financial Reporting Standards (IFRS) em 2010, a totalidade das perdas atuariais diferidas existentes na data da transição foram reconhecidas por contrapartida de reservas, tendo a empresa optado por deixar de adotar o método do “corredor” a partir de 1 de janeiro de 2010. Assim, o reconhecimento destes ganhos e perdas atuariais deixou de ser um custo do exercício, com reflexo na demonstração de resultados, e a ERSE passou a não reconhecer as perdas atuarias ocorridas no apuramento dos proveitos permitidos verificadas a partir da tomada desta opção por parte da empresa.

Todavia, em 2012 a ERSE passou a incluir na base de custos para os períodos regulatórios subsequentes um montante que refletia a amortização dos valores referentes a ganhos e perdas atuariais acumulados até à data de transição, por forma a garantir que o efeito regulatório das alterações contabilísticas fosse neutro. Para o atual período regulatório, e em harmonia com o definido para outras situações equivalentes, deixou também de ser considerada a renda relativa aos ganhos e perdas atuariais no cálculo dos custos operacionais líquidos de proveitos sujeitos a metas de eficiência, uma vez que a natureza destes custos (não controláveis) não justifica a aplicação de metas de eficiência.

Refira-se, ainda, que a base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência inclui o efeito da análise às recomendações à auditoria efetuada às operações intragrupo da EDP Distribuição. Uma explicação mais detalhada sobre estes ajustamentos deverá ser consultada no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Além dos ajustamentos decorrentes desta auditoria, a base de custos considera também a revisão dos custos relativos à atividade de *switching*, aplicável à atividade de distribuição em alta e média tensão. Grande parte desta atividade passará a ser efetuada pela ADENE a partir de 2018, de acordo com o estabelecido no Decreto-Lei nº. 38/2017, de 31 de março. A revisão dos custos aqui aplicada pretende garantir o cumprimento por parte da ERSE do referido Decreto-Lei, sendo o valor considerado na base de custos para 2018 da EDP Distribuição para esta atividade de 612 milhares de euros.

A ERSE optou igualmente por efetuar uma correção à base de custos anterior, motivada pelos ganhos obtidos pela empresa com a revisão do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) em 2014, imediatamente após a definição da base de custos para o período regulatório anterior. Entende-se que estes ganhos devem ser partilhados equitativamente entre a empresa e os consumidores, ao longo dos três anos do novo período regulatório. Contudo, de modo a garantir que esta correção não se perpetue para além do período regulatório, pondo em causa o princípio da partilha equitativa dos ganhos, será considerada para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos fora da base de custos.

Decidiu-se ainda considerar, como componente de custo não sujeito a metas de eficiência (ou seja, fora da base de custos), aplicável à baixa tensão, ao longo dos três anos do novo período regulatório, uma correção associada aos proveitos suplementares passados relativos a aluguer de equipamento a

empresas de telecomunicações, assim como à previsão dos proveitos suplementares expetáveis com o aluguer deste equipamento. Estes proveitos serão posteriormente revistos face aos valores ocorridos.

Assim, para além dos custos controláveis sujeitos à aplicação de metas de eficiência, são também considerados para efeitos de proveitos permitidos os seguintes custos não sujeitos à aplicação de metas de eficiência: rendas de concessão (em BT), custos com planos de reestruturação de efetivos, Caixa Cristiano Magalhães, a renda relativa a ganhos e perdas atuariais, a revisão da base de custos anterior e os montantes associados ao aluguer de equipamentos a empresas de telecomunicações.

A aceitação de alguns custos, no caso particular da EDP Distribuição, segue uma metodologia específica. Em virtude das especificidades da contabilização de alguns custos resultante da passagem de POC para IFRS, consideram-se, desde o período regulatório 2012-2014, elegíveis para a base de custos, alguns custos que deixaram de constar da demonstração de resultados apenas devido à mudança do normativo contabilístico. Nesta situação encontram-se os custos com a renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR)<sup>31</sup>, a renda de ganhos e perdas atuariais e as amortizações dos ativos que deixaram de ser capitalizados (os custos com amortizações são considerados ao nível do CAPEX, não entrando nesta análise<sup>32</sup>). Relativamente ao Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH), ao Programa de Ajustamento de Efetivos (PAE), estes constituem custos recuperados nos proveitos permitidos, tendo sido custos da empresa no momento da constituição da respetiva provisão.

Na definição da base de custos torna-se essencial avaliar o desempenho da empresa em períodos anteriores. Para este efeito foi realizado o documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico”.

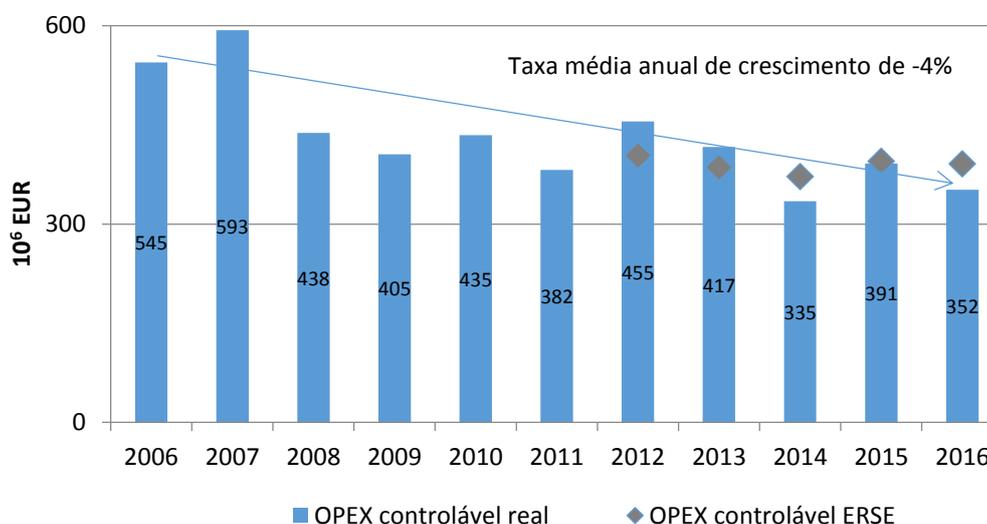
A atividade de Distribuição de Energia Elétrica é uma atividade onde o OPEX controlável assume um peso importante na estrutura de proveitos da empresa, representando mais de 32% do total (em 2016). Numa primeira análise registe-se o decréscimo do OPEX controlável real da empresa e a proximidade com o OPEX controlável aceite pela ERSE, evidenciado na figura seguinte.

---

<sup>31</sup> O PAR desde a sua constituição foi considerado um ativo regulatório, estatuto diferente dos restantes programas, sendo a renda do PAR até 2009 reconhecida na demonstração de resultados como custo operacional. Com a passagem para IFRS o PAR deixa de ser considerado ativo regulatório.

<sup>32</sup> Refira-se que, a partir de 2018, as amortizações referentes a estes ativos já não integram os proveitos permitidos da empresa, uma vez que os mesmos foram integralmente amortizados até ao final de 2017.

**Figura 4-2 - Evolução do OPEX controlável  
(preços correntes)**



Fonte: ERSE, EDP D

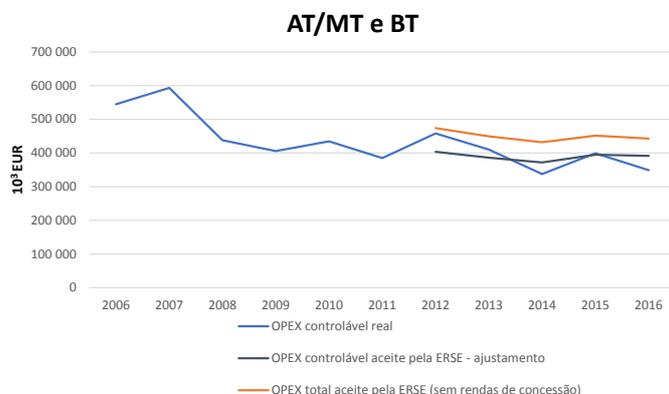
Saliente-se que, dada a metodologia de regulação aplicada até 2012, o valor real para o OPEX aceite pela ERSE em sede de ajustamentos só existe desde então. Até essa data, não é possível diferenciar os custos aceites pela ERSE a recuperar pelas tarifas de OPEX e de CAPEX.

Importa, assim, avaliar e comparar o desempenho da empresa face ao desempenho imposto pela ERSE. Nas figuras seguintes apresenta-se a evolução dos custos totais<sup>33</sup> reais e unitários por energia distribuída, e a sua comparação com os custos aceites pela ERSE.

Na rubrica OPEX total aceite inclui-se o valor aceite pela ERSE em sede de ajustamentos, isto é, o OPEX aceite recuperar por aplicação das tarifas calculado com base em valores verificados, acrescido das rubricas aceites pela ERSE fora da base de custos – custos com os planos de reestruturação de efetivos. No entanto, estes custos, com exceção da renda do PAR, não são considerados custos regulatórios naquele ano para efeitos de OPEX real, pois os custos foram refletidos nas demonstrações de resultados da empresa no ano da constituição da provisão criada para aqueles efeitos. É possível observar esta situação nos gráficos abaixo apresentados, mais precisamente nos anos de 2006 e 2007, onde o aumento verificado nos custos reais resulta em grande parte da rubrica de provisões, nomeadamente, da constituição da provisão relativa ao Programa de Ajustamento de Efetivos (PAE).

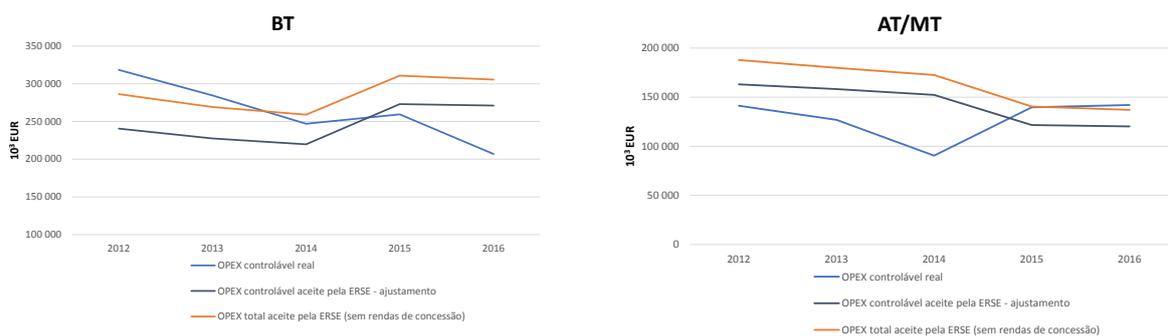
<sup>33</sup> As rendas de concessão são um *pass-through*, não representando um custo da própria atividade. Desta forma, não serão consideradas na análise do OPEX total.

**Figura 4-3 - OPEX total  
(preços correntes)**



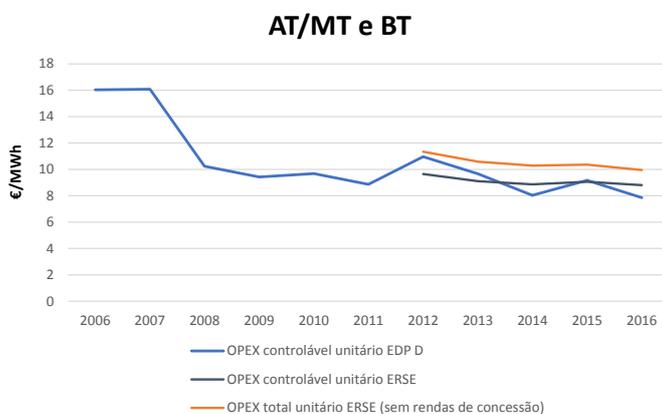
Fonte: ERSE, EDP D

**Figura 4-4 - OPEX total por nível de tensão  
(preços correntes)**



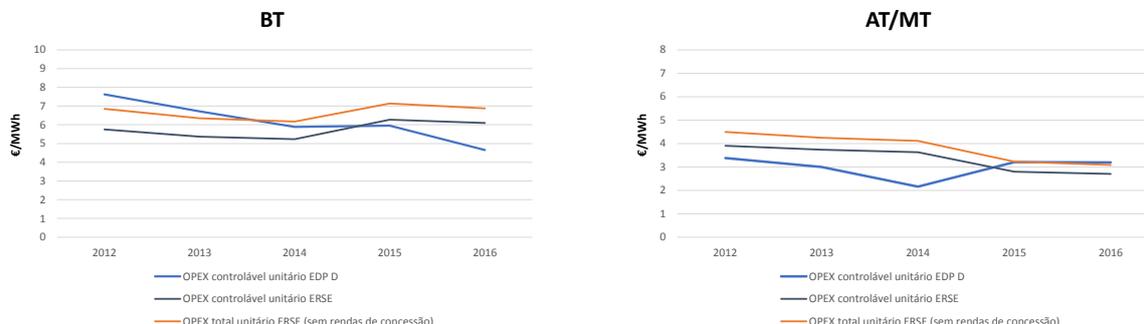
Fonte: ERSE, EDP D

**Figura 4-5 - OPEX unitário por energia  
(preços constantes 2016)**



Fonte: ERSE, EDP D

**Figura 4-6 - OPEX unitário por energia por nível de tensão  
(preços constantes 2016)**



Fonte: ERSE, EDP D

Pelas figuras anteriores é possível observar que tanto em termos totais como em termos unitários, os custos reais têm registado um decréscimo no período em análise, principalmente em 2008, ano onde, além do decréscimo de custos, se verifica uma subida acentuada da energia distribuída e do número de clientes. Uma análise mais detalhada da evolução dos custos encontra-se no documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico”.

Verifica-se também uma aproximação entre a base de custos da empresa e a base de custos aceite para regulação, o que decorre da conjugação do esforço de redução de custos por parte da empresa e da reavaliação da base de custos regulados por parte do regulador para 2015. No entanto, desagregando por nível de tensão, durante o presente período regulatório (2015-2017) o comportamento dos custos reais face aos aceites em tarifas tem sido divergente: inferiores à base de custos aceite e a reduzirem-se na BT, mas superiores na AT/MT.

A definição da nova base de custos visa, por um lado, garantir à empresa uma margem suficiente de ganhos potenciais que a incentive a desenvolver as ações necessárias para a diminuição dos custos e, por outro, transferir para os consumidores os ganhos de eficiência efetivamente alcançados nos anteriores períodos regulatórios.

Tendo em conta as análises efetuadas, a ERSE decidiu, na definição das bases de custos operacionais para 2018, implementar uma metodologia que permita uma partilha equitativa de custos entre a empresa e os consumidores. Assim, a base de custos operacionais para 2018, para cada nível de tensão, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Para cada nível de tensão, a média dos custos reais e aceites da EDP D nos anos de 2015 e de 2016 líquidos de proveitos, de ajustamentos de preços de transferência e de outros ajustamentos, atualizados para 2018, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X);

- Na transposição de 2016 para 2018 considerou-se a atualização de dois anos com base no IPIB-X, onde o fator de eficiência foi o do período de regulação 2015-2017 e o IPIB o do final do primeiro semestre do ano t-1. Esta atualização foi feita utilizando os custos unitários por indutor do período de regulação anterior.

Esta opção, para além da referida partilha de custos/ganhos entre empresa e consumidores, ao considerar uma média entre os valores reais da EDP D e os valores aceites pela ERSE, permite igualmente acomodar/atenuar efeitos extraordinários que se verifiquem num ano em particular.

A Figura seguinte ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para cálculo da base de custos OPEX para o novo período regulatório<sup>34</sup>.

**Figura 4-7 – Metodologia para novo período de regulação**

Preços correntes 2016. Unidade: 10 <sup>3</sup> euros	2015	2016
<b>Custos reais EDP D</b>	<b>349 228</b>	<b>331 258</b>
<b>Média dos custos reais de 2015 e de 2016</b>		<b>340 243</b>
<b>Custos aceites em tarifas EDP D</b>	<b>364 679</b>	<b>357 388</b>
<b>Média dos custos aceites de 2015 e 2016</b>		<b>361 033</b>
<b>Base de custos com partilha equitativa de ganhos (A)</b>		<b>350 638</b>
<b>Ajustamentos específicos (B)</b>		<b>-18 180</b>
<b>Base custos em 2016 corrigida de ajustamentos específicos (C) = (A) + (B)</b>		<b>332 458</b>
		<b>Atualizado para 2018 com aplicação de 2 anos de IPIB-X a atuais indutores</b>
<b>Base custos T2018</b>		<b>329 393</b>

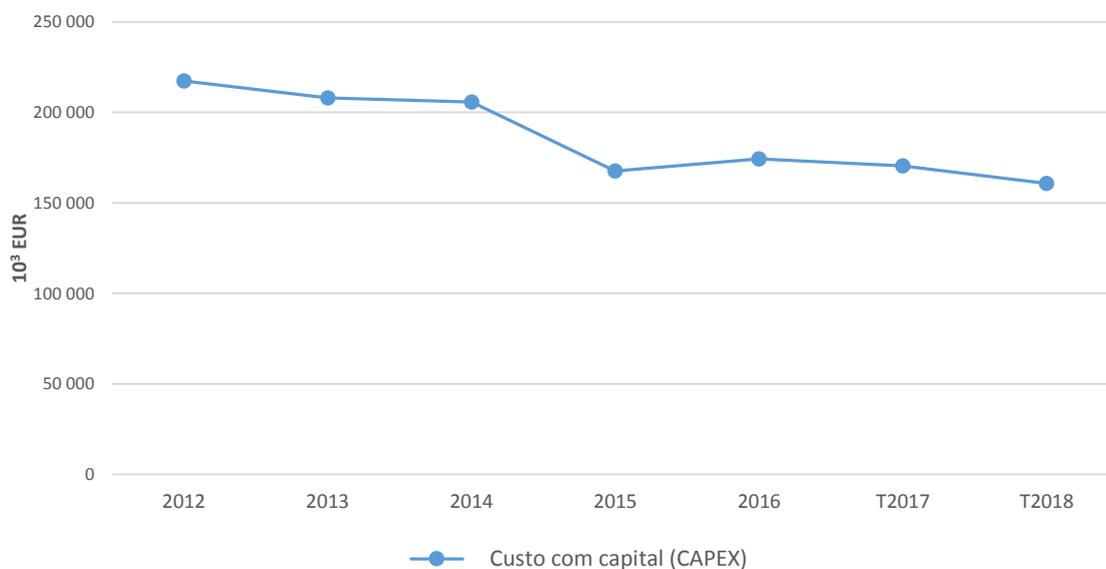
Fonte: ERSE, EDP D

Para a base de custos TOTEX em BT, além da componente OPEX calculada de acordo com a metodologia acima definida, foi também calculada uma componente associada ao CAPEX. Esta componente considerou a média do ativo regulatório líquido médio e respetivas amortizações médias de 2018 a 2020,

<sup>34</sup> A figura apresenta a soma das bases de custos para cada nível de tensão, as quais foram calculada separadamente.

de acordo com a informação previsional enviada pela empresa, e a nova taxa de remuneração aplicável à atividade de distribuição em AT/MT para o período regulatório 2018-2020, 5,75%<sup>35</sup>, adicionada de 0,25%. A utilização de uma taxa de remuneração dos ativos mais elevada (6,00%) pretende compensar a empresa pelo efeito da aplicação das metas de eficiência associadas ao TOTEX a investimentos entrados em exploração antes de 2018. A figura seguinte apresenta a evolução do CAPEX, bem como o seu valor implícito na base de custos TOTEX de 2018.

**Figura 4-8 – Evolução do CAPEX em BT**



Fonte: ERSE, EDP D

A ERSE decidiu não aceitar, provisoriamente, a componente de custos associados aos investimentos em Energy Box (EB) que são previstos efetuar durante o próximo período regulatório.

O valor definitivo dos custos destes investimentos que serão aceites para efeitos tarifários dependerá dos resultados de um estudo a efetuar durante o próximo período regulatório, que identifique os respetivos pesos, associados à medição e às restantes funcionalidades, nos custos de investimento das EB entradas em exploração a partir de 2018.

Note-se que a base de custos TOTEX agora definida para o período regulatório 2018-2020 será revista no final deste período, aferindo-se o nível de investimento efetivamente concretizado. As divergências detetadas face ao investimento considerado inicialmente serão consideradas pela ERSE na definição da nova base de custos para o período regulatório subsequente.

<sup>35</sup> Calculada de acordo com a metodologia apresentada no capítulo 7 do presente documento

De seguida apresentam-se as bases de custos a considerar em 2018 para a atividade de DEE:

**Quadro 4-1 - Base de custos para 2018 – AT/MT**

	AT/MT 2016	
	2017	2018
IPIB <sub>t-1</sub>	2,20%	1,08%
Fator de eficiência	2,50%	2,50%

	2016	2018
	Média 2015-2016 real e aceite, líquida de ajustamentos de preços de transferência e outros	Unid: 10 <sup>3</sup> EUR
<b>Custos controláveis</b>	<b>112 423</b>	<b>111 534</b>

Fonte: ERSE, EDP D

**Quadro 4-2 - Base de custos para 2018 – BT**

	BT 2016	
	2017	2018
IPIB <sub>t-1</sub>	2,20%	1,08%
Fator de eficiência	2,50%	2,50%

	2016	2018
	Média 2015-2016 real e aceite, líquida de ajustamentos de preços de transferência e outros	Unid: 10 <sup>3</sup> EUR
<b>Custos controláveis componente OPEX</b>	<b>220 035</b>	<b>217 858</b>
Média RAB médio 2018-2020		1 164 120
Média amortizações 2018-2020		90 858
Taxa de remuneração		6,00%
<b>Custos controláveis componente CAPEX</b>		<b>160 705</b>
<b>Custos controláveis totais</b>		<b>378 564</b>

Fonte: ERSE, EDP D

#### 4.1.2 INDUTORES DE CUSTO

Os indutores de custos são variáveis cuja evolução se reflete diretamente no nível de custos da empresa e na evolução da sua atividade. Os indutores de custo devem, deste modo, ser representativos do ritmo

de evolução da atividade das empresas. Como estas variáveis são por definição mensuráveis, elas correspondem geralmente aos *outputs* das funções de produção definidas nas ciências económicas.

A fim de implementar o mecanismo de regulação por *price-cap* no âmbito da distribuição de energia elétrica, no caso da rede de AT/MT aplicado aos custos de exploração (OPEX) e no caso da rede de BT aplicado aos custos totais (CAPEX e OPEX), é necessário aferir os indutores de custo, e respetivos pesos, que serão utilizados no apuramento dos proveitos permitidos para estas atividades. No entanto, importa referir que a escolha dos indutores é sempre condicionada pela disponibilidade de dados que, como se verá adiante, poderá restringir as opções do regulador nesta matéria.

#### 4.1.2.1 INDUTORES AT/MT

Para a atividade de DEE em AT/MT, tendo em conta que a metodologia de regulação não sofreu alterações, procura-se neste ponto justificar a manutenção dos indutores de custo definidos até à data. No período regulatório de 2015 a 2017, a ERSE utilizou os seguintes indutores de custos, e respetivos pesos, para o cálculo dos custos de exploração permitidos à atividade de DEE em AT/MT:

- Componente fixa (20% da base de custos da rede AT/MT);
- Extensão da rede (40% da base de custos da rede AT/MT);
- Energia distribuída (40% da base de custos da rede AT/MT).

O setor da distribuição de energia elétrica em Portugal atingiu já um grau de maturidade significativo e, como tal, observa-se alguma estabilidade em indicadores referentes a características físicas das redes, designadamente a extensão total da rede.

Por outro lado, assinalam-se também os seguintes fatores:

- A literatura económica disponível sobre a atividade de distribuição de energia elétrica enfatiza a energia distribuída como um importante indutor de custos<sup>[1]</sup>.
- A escolha da energia distribuída como indutor de custos permite equilibrar o risco regulatório entre empresa e consumidor.
- Os Km de rede têm sido identificados frequentemente como indutor de custo, tanto em termos académicos, como em termos regulatórios;
- Ambos os indutores são facilmente “auditáveis” e passíveis de monitorização pela ERSE, atenuando possíveis situações de informação assimétrica entre regulador e empresa regulada.

---

<sup>[1]</sup> Ver, entre outros autores, Culmann and Von Hirschhausen, 2008, Blázquez-Gómez e Grifell-Tatjé, 2011, Kuosmanen, 2012, Dai e Kuosmanen, 2014, Azevedo et al, 2015 e Mullarkey et al, 2015.

Face ao exposto, a ERSE propõe manter os indutores de custo e respetivos pesos para a metodologia de regulação do tipo *price cap* aplicável aos custos de exploração (OPEX) da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT que foram utilizados no período regulatório precedente (2015-2017).

#### 4.1.2.2 INDUTORES BT

No período regulatório de 2015 a 2017, a ERSE utilizou os seguintes indutores de custos, e respetivos pesos, para o cálculo dos custos de exploração permitidos à atividade de DEE em BT:

- Componente fixa (20% da base de custos da rede de BT);
- Número de clientes (40% da base de custos da rede BT);
- Energia distribuída (40% da base de custos da rede de BT).

Para o período regulatório de 2018 a 2020, a alteração da metodologia de regulação desta atividade para um *price cap* aplicável aos custos totais (TOTEX), levou à necessidade de reconfigurar os indutores de custos anteriormente usados, de modo a incorporar a componente de CAPEX.

Os indutores de custos são variáveis, cuja evolução se reflete diretamente no nível de custos da empresa.

Como estas variáveis são por definição mensuráveis, elas correspondem geralmente aos *outputs* das funções de produção consideradas pelos economistas.

Como ponto de partida, procurou-se identificar e analisar um conjunto de variáveis que têm impacto nos custos de exploração (OPEX) e nos custos com capital (CAPEX) da empresa, e de que modo podem representar a sua evolução. Esta análise procurou igualmente avaliar quais as variáveis que correspondem a *outputs* funcionais que a empresa pode controlar, as que têm uma evolução dependente de decisões da empresa e as que são exógenas à sua atividade.

Na perspetiva da definição dos indutores de custo é também fundamental avaliar a disponibilidade dos dados, quer em termos históricos, quer ao longo do período regulatório. Este aspeto, associado à qualidade dos dados disponíveis para fazer a calibração dos parâmetros, restringe as escolhas do regulador, podendo levar à adoção de indutores que não são os mais representativos ou que têm menor correlação com as rubricas de custo do que seria desejável.

Entre as variáveis e indicadores identificadas pela ERSE como possíveis indutores de custo para a atividade de DEE em BT, destacam-se as seguintes:

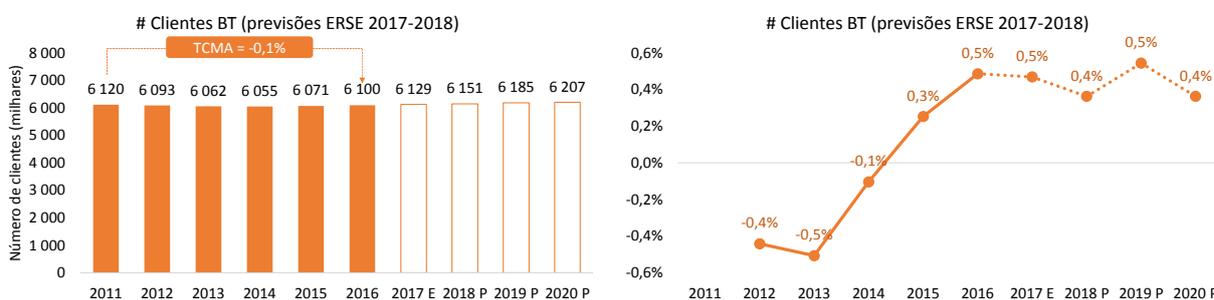
- Energia distribuída em BT;
- Número de clientes fornecidos pela rede de BT;
- Extensão da rede de BT;

- Número de postos de transformação;
- Potência de transformação instalada;
- Fator de utilização da potência de transformação instalada;
- Número de transformadores com fator de utilização acima de um limite;
- Máximo anual da potência média de 15 minutos na entrada da rede de BT.

Devido à indisponibilidade de dados, à curta duração das séries históricas disponíveis ou à qualidade insuficiente da informação, foram abandonados os três últimos indicadores acima listados<sup>36</sup>. No entanto, salienta-se que é entendimento da ERSE que qualquer deles poderia ser associado às necessidades de investimento na rede e, conseqüentemente, correlacionado com os custos com capital da atividade de DEE em BT. Por este motivo, remete-se o desenvolvimento das análises destes indicadores para os períodos regulatórios seguintes.

A figura seguinte ilustra a evolução do número de clientes ligados à rede de distribuição em BT entre 2011 e 2020.

**Figura 4-9 - Evolução do número de clientes ligados na rede de BT no período de 2011 a 2020**



Fonte: ERSE, EDP Distribuição

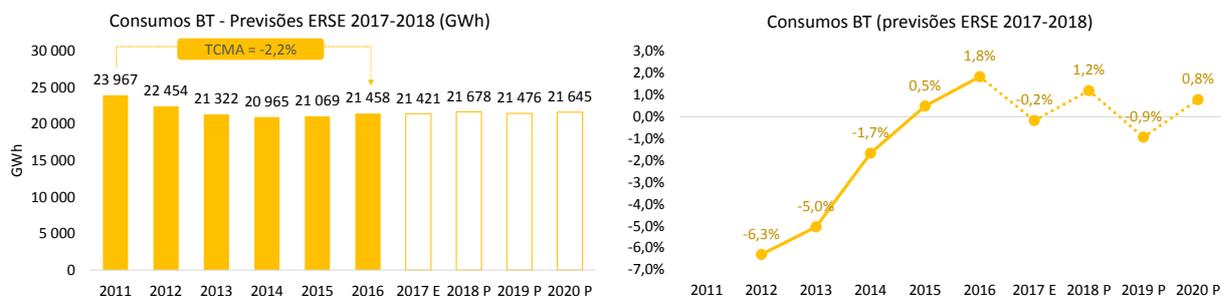
O indutor relativo ao número de clientes, num contexto de maturidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, tem um comportamento estável, atuando praticamente como uma componente fixa.

O mesmo não se verifica no caso da energia distribuída, que regista uma maior volatilidade ao longo do tempo, como se observa na Figura 4-10. Assim, dada a incerteza que a utilização deste indutor poderia gerar nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em BT e face aos desafios tecnológicos e

<sup>36</sup> Além da identificação de variáveis e indicadores que podem estar associados ao nível de custos da atividade, foram também identificadas relações entre eles e com algumas naturezas de custo em particular. Todavia, nesse caso também não foi possível efetuar o aprofundamento dessas análises tendo em conta, principalmente, a reduzida série histórica de diversas variáveis em análise.

organizacionais a que esta atividade estará sujeita em Portugal Continental nos próximos anos, a ERSE considera desaconselhável a sua utilização em simultâneo com a alteração para uma abordagem do tipo *price cap* ao TOTEX.

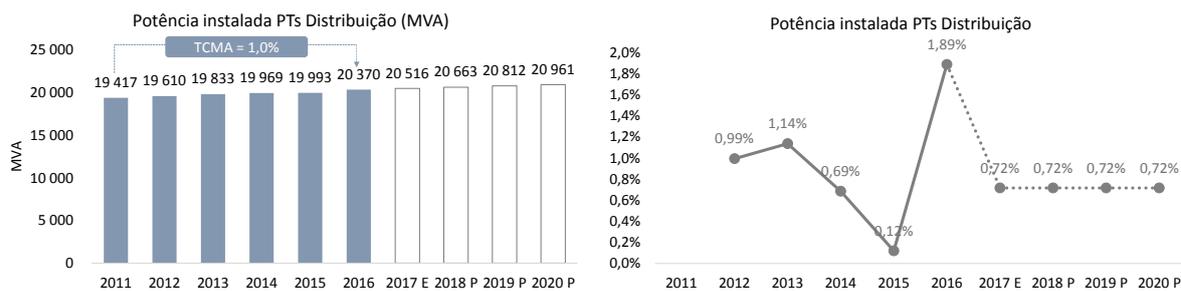
**Figura 4-10 - Evolução da energia distribuída na rede de BT no período de 2011 a 2020**



Fonte: ERSE, EDP Distribuição

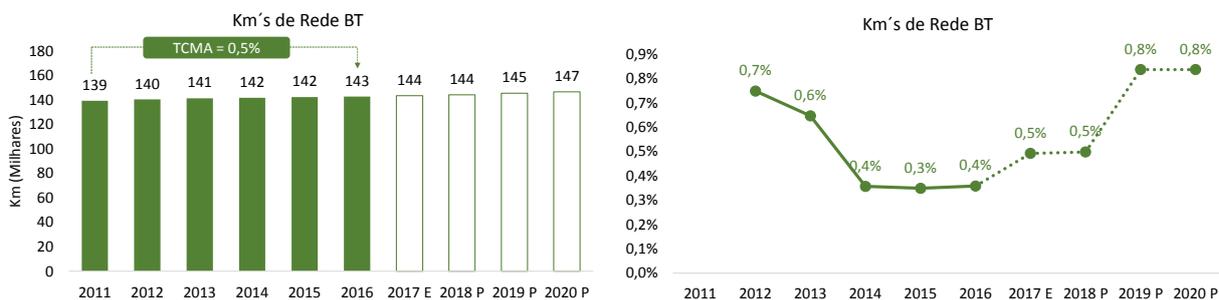
Por outro lado, verificou-se que a extensão da rede e a potência instalada em postos de transformação apresentam alguma estabilidade na sua evolução, e assumindo uma adequada conjugação dos respetivos pesos, podem proporcionar uma boa correlação com os custos com capital, dado que estão diretamente ligados aos investimentos realizados pela empresa. A informação histórica disponível sobre estes indicadores permitiu à ERSE alguma segurança nas análises realizadas, tendo a projeção para o período regulatório sido efetuada com dados recebidos da empresa e, na sua ausência, com base em taxas médias da evolução histórica.

**Figura 4-11 - Evolução da potência instalada em PTs da rede de BT no período de 2011 a 2020**



Fonte: ERSE, EDP Distribuição

Figura 4-12 - Evolução da extensão da rede de BT no período de 2011 a 2020



Fonte: ERSE, EDP Distribuição

Adicionalmente, a evolução destes dois indicadores resulta essencialmente de aspetos exógenos, como seja a evolução do consumo e da ponta de carga ligada à rede, bem como de alguma expansão de polos de consumo que ainda possa ocorrer (novas edificações).

Uma alteração da metodologia de regulação, por aplicação de uma regulação por incentivos aos custos totais, TOTEX, à atividade de DEE no continente, ao nível da BT implicará, contudo, uma monitorização e avaliação contínua dos indicadores de serviço, incluindo uma adequada calibração dos incentivos à qualidade de serviço, quer ao nível nacional, quer ao nível das diferentes concessões municipais, com o objetivo de redução das assimetrias regionais que possam existir em termos de qualidade de serviço

As análises efetuadas pela ERSE e apresentadas no documento justificativo da consulta pública à revisão regulamentar, mostram que os indicadores globais de qualidade de serviço nas redes em BT têm vindo a melhorar, pelo que o ponto de partida relativamente a este aspeto não levanta preocupações.

A ERSE tem igualmente presente que o acompanhamento do nível de investimento nas redes de BT é um aspeto essencial após a introdução de uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, devendo haver uma correspondência, reavaliada no final de cada período regulatório, entre o valor dos ativos afetos às concessões em BT e a base de custos considerada no cálculo dos proveitos permitidos. Adicionalmente, dado que os períodos regulatórios em Portugal são relativamente curtos, será possível um controlo adequado do aparecimento de rendas excessivas decorrentes de sub-investimento, sendo que o reforço deste princípio consta das propostas de revisão regulamentar.

Adicionalmente, a ERSE entende que a evolução do TOTEX deverá também refletir em parte a evolução das condições financeiras ao longo do período regulatório, por forma a neutralizar o efeito da evolução dessas condições nas decisões de investimento. Assim, foi definida uma parcela do TOTEX que evolui com a indexação da taxa de remuneração, sendo a parcela proporcional ao peso expectável da remuneração do RAB líquido no conjunto do TOTEX. Desta forma, a evolução da taxa de remuneração por via do mecanismo de indexação do Custo de Capital Médio Ponderado definido do presente documento, terá nesta atividade de DEE em BT uma repercussão similar à repercussão que terá nas outras atividades.

Em síntese, ponderados os diferentes aspetos, a ERSE propõe os seguintes indutores de custo e respetivos pesos para a metodologia de regulação do tipo *price cap* aplicável aos custos totais (TOTEX) da atividade de distribuição de energia elétrica em BT:

- Condições de financiamento (18,5% da base de custos da rede BT)
- Potência instalada nos postos de transformação (12% da base de custos da rede BT);
- Extensão da rede (12% da base de custos da rede BT);
- Número de clientes (57,5% da base de custos da rede BT).

#### 4.1.3 DEFINIÇÃO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

A definição de metas de eficiência assume um carácter fundamental na implementação de regulação por incentivos e a sua definição deve seguir critérios rigorosos de modo a permitir os objetivos estabelecidos. Para uma dada base de custos, a aplicação de metas de eficiências exigentes que conduzam a tarifas de acesso à rede mais reduzidas, permite que os consumidores se apropriem de ganhos de eficiência significativos. Pelo contrário, metas de eficiência mais baixas alavancam o nível de custos aceites pelo regulador, permitindo que a empresa regulada aproprie uma parte considerável dos ganhos de eficiência.

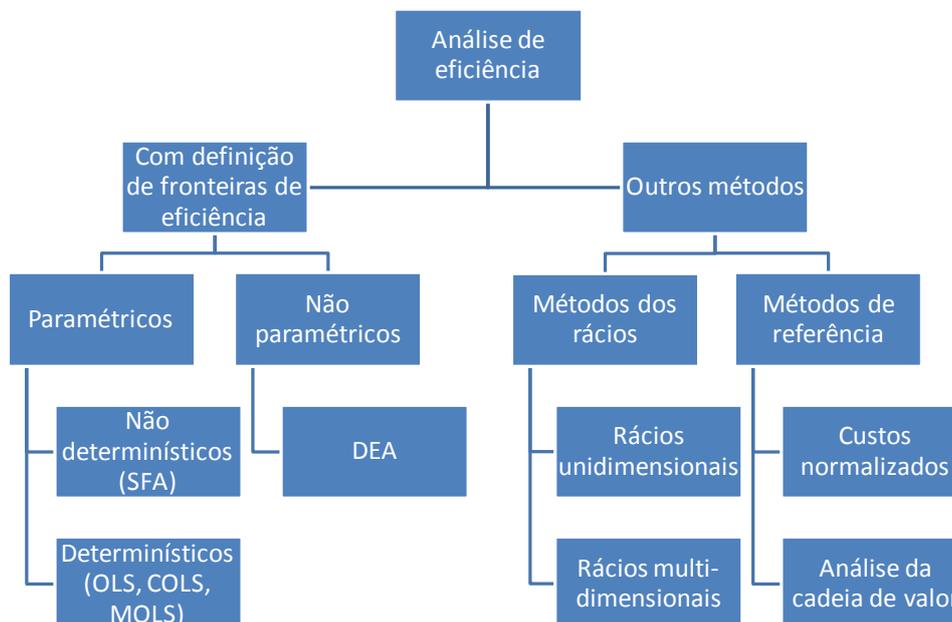
O desenvolvimento de análises de *benchmark* constitui um método largamente utilizado pelos diferentes reguladores no sentido de aferir metas de eficiência por comparação com os *peers*, que considerem as melhores práticas de um sector.

#### **METODOLOGIAS DE *BENCHMARKING***

Existem diversas metodologias de *benchmarking* que podem ser empregues, e cuja aplicação depende da ponderação de um conjunto de fatores. Esses fatores tanto se podem relacionar com os objetivos pretendidos, como com os recursos temporais e financeiros disponíveis, ou ainda com o conhecimento do sector em geral e das empresas em particular.

A figura que se segue apresenta as principais metodologias de análise de eficiência.

Figura 4-13 - Métodos de análise de eficiência



Fonte: Agreel, Bogetoft (2003)

As metodologias de *benchmarking* de eficiência empregues podem ser divididas em dois grupos consoante têm subjacente a definição de uma fronteira eficiente de custos para a atividade analisada ou não.

No primeiro grupo incluem-se as metodologias que procuram definir fronteiras de eficiência de custos, isto é, que definem para um determinado sector ou atividade qual é o nível de custos eficiente para fornecer uma determinada quantidade. Neste grupo temos dois conjuntos de metodologias: paramétricas e não paramétricas. O primeiro conjunto inclui os modelos não determinísticos como as metodologias econométricas de análise de fronteira estocástica que apresentem significativas exigências estatísticas ao nível dos parâmetros e pressupostos associados (por exemplo ao nível distribuição dos erros), bem como, modelos determinísticos que mitigam as exigências econométricas associadas aos modelos não determinísticos. Os métodos de análise de eficiência deste conjunto pressupõem a definição de uma função de produção que tem que ser estimada. No caso dos modelos do segundo conjunto não existe a necessidade de definição e estimação de uma função de produção e, por esta via, as exigências estatísticas associadas ao primeiro conjunto.

No segundo grupo, encontram-se dois tipos de metodologias: rácios de produtividade e custos de referência. Os rácios de produtividade correlacionam outputs e *inputs*, como por exemplo o Índice de Malmquist. Estes métodos não têm subjacente a definição da função custo de uma determinada atividade, nem tão pouco o exercício de maximização de outputs para um determinado conjunto de *inputs* e são utilizados em avaliações temporais. Estas metodologias devem ser utilizadas na análise da evolução ao longo do tempo, nomeadamente do comportamento de empresas. Apesar de não se poder inferir com rigor

qualquer valor de eficiência, o recurso a estas metodologias tem a vantagem de ser de fácil e de rápida aplicação. Os métodos de custos referência implicam um conhecimento profundo das empresas e do sector que permita analisar os processos da atividade individualmente, de modo a definir quais os mais adequados e/ou definir os custos padrão.

Assim, existem diversas metodologias para avaliação do desempenho em matéria de eficiência, medindo-a inclusivamente sob diferentes óticas<sup>37</sup>. O presente estudo concentra-se no estudo da eficiência técnica, que mede a capacidade de uma empresa minimizar a utilização de *inputs* para produzir uma determinada quantidade. Em termos mais precisos, pode dizer-se que a eficiência técnica implica que a empresa se localize na fronteira do conjunto de requisição de fatores<sup>38</sup>.

Em termos metodológicos, o estudo baseia-se na aplicação da técnica de DEA, que na versão mais básica aqui analisada é um método não paramétrico determinístico, que utiliza dados reais para calcular a fronteira de eficiência com recurso a um algoritmo de otimização baseado em programação linear. O modelo pode ser utilizado para avaliar a eficiência alocativa e a eficiência técnica, permitindo no último caso, identificar situações de ineficiência de escala, congestão ou pura ineficiência técnica.

Como referem Jamasb e Pollitt (2003), o DEA tem duas vantagens que se destacam. Em primeiro lugar, as empresas são comparadas com *peers* reais e não com medidas estatísticas, como no caso dos modelos paramétricos. Em segundo lugar, não é necessário proceder à estimação de funções custo ou funções produção. Adicionalmente, é possível obter resultados ainda que com um número pequeno de observações. No entanto, esta metodologia apresenta também algumas limitações, na medida em que os resultados são sensíveis à escolha dos *inputs* e *outputs*; Caso a amostra não seja suficientemente representativa, há o risco da empresa ser comparada consigo própria, nomeadamente nos modelos com rendimentos variáveis à escala.

Os modelos de DEA podem ser *input oriented* (o caso mais comum no setor da energia elétrica, como referem Jamasb e Pollitt, 2003) ou *output oriented*. No primeiro caso, assume-se que as empresas (DMU – *Decision Making Units*) minimizam a utilização de *input* (s) para um dado nível de *output*(s). No contexto da metodologia DEA, a eficiência das empresas é calculada numa escala entre 0 e 1, atribuindo o valor de 1 às empresas na fronteira, que definirão as melhores práticas.

Neste estudo também se recorre à utilização do índice de Malmquist para a análise dinâmica da eficiência das empresas. Esta metodologia permite analisar a alterações de produtividade ou eficiência de uma entidade entre dois períodos. Adicionalmente, nesta metodologia, estas alterações da eficiência são

---

<sup>37</sup> Por exemplo, eficiência alocativa versus eficiência técnica.

<sup>38</sup> A eficiência alocativa garante que entre as várias combinações possíveis que definem a fronteira do conjunto de requisição de fatores, a empresa está a produzir na combinação que minimiza o seu custo, dados os preços dos fatores produtivos. Apesar de se tratar de um conceito de eficiência mais rico, não pode ser analisado para o caso concreto uma vez que não existem dados disponíveis sobre os preços dos fatores.

decompostas no *catch-up effect* e no efeito *frontier shift effect* que permitem analisar os fatores que determinaram as alterações de eficiência das entidades, nomeadamente, se essas alterações resultam da (in)eficiência tecnológica, (in)eficiência de escala e (in)eficiência técnica.

Decorrente deste enquadramento, neste ponto apresenta-se a análise desenvolvida para aferir os níveis de eficiência relativa da EDP Distribuição (EDP D) e a sua evolução.

#### 4.1.3.1 *BENCHMARKING*

O presente estudo, à semelhança do ocorrido nos períodos regulatórios anteriores, baseia-se na aplicação da técnica não paramétrica DEA. No ponto anterior apresentou-se brevemente as diversas metodologias de *benchmarking* e/ou métodos de análise de eficiência e as razões consideradas para a escolha da técnica adotada no processo de análise de eficiência da atividade de distribuição nos anteriores períodos regulatórios.

A EDP constitui, praticamente, o único operador da atividade de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental, excetuando 10 cooperativas de muita reduzida dimensão que atuam como operadores de rede de distribuição em baixa tensão. Desta forma, pode-se caracterizar este sector pela existência de um monopólio natural. Neste sentido, para se proceder à análise da eficiência da empresa com a realização do *benchmarking*, não existindo comparáveis nacionais importará encontrar potenciais operadores da rede de distribuição comparáveis internacionais.

#### **DESCRIÇÃO DA AMOSTRA**

Face ao exposto, e em conformidade com o estudo elaborado pela ERSE nos dois períodos regulatórios anteriores, procedeu-se à construção de uma amostra de empresas distribuidoras europeias. O processo de construção da amostra baseou-se nos seguintes critérios:

- Comparabilidade entre empresas, procurando selecionar *peers* com atividades análogas às da EDPD e com indutores de custo semelhantes;
- Disponibilidade de informação financeira atual;
- Comparabilidade com os resultados do estudo de eficiência efetuado pela ERSE nos períodos regulatórios anteriores.

À luz dos critérios anteriormente adotados, a amostra utilizada para o presente estudo compreendeu 29 empresas. Comparativamente aos estudos de eficiência dos períodos regulatórios anteriores existe um incremento do número de novas empresas incluídas na amostra e a exclusão de 5 empresas por falta de informação financeira e/ou dados físicos atualizados da atividade de distribuição. O incremento da amostra permite dispor de um maior nível de informação sobre a atividade de distribuição e poderá permitir uma maior precisão, robustez e nível de confiança nos resultados obtidos.

Os dados financeiros e indicadores físicos de atividade, utilizados como indutores de custos, para as empresas que compõem a amostra foram recolhidos a partir dos relatórios financeiros e relatórios de sustentabilidade publicados pelas empresas *online*. Para cada uma das empresas foram recolhidos dados relativos às seguintes variáveis: OPEX líquido; número de clientes; extensão da rede (km); energia distribuída.

A revisão da literatura económica realizada permitiu concluir que a atividade de distribuição de eletricidade está relacionada com três importantes *outputs* que abrangem as várias características da atividade: o número de pontos de ligação (que corresponde, em grande medida, ao número de clientes), a quantidade de energia distribuída e a extensão das redes (Hess e Cullmann, 2007<sup>39</sup>; Leme et al, 2014<sup>40</sup> e Altoé et al, 2017<sup>41</sup>). Nem todos os *outputs* influenciam da mesma forma a evolução dos custos, sendo que os *outputs* que influenciam de um modo mais significativo os custos são considerados indutores de custos. Os indutores de custos são variáveis cuja evolução reflete-se diretamente no nível de custos da empresa. Os indutores de custo deverão refletir o ritmo de evolução da atividade das empresas. Como estas variáveis são por definição mensuráveis, elas correspondem geralmente aos *outputs* das funções de produção consideradas pelos economistas.

A fim de garantir a comparabilidade da presente análise com os estudos da ERSE<sup>42</sup>, relativamente aos OPEX<sup>43</sup>, adotou-se um critério idêntico aos estudos desenvolvidos pela ERSE nos dois períodos regulatórios anteriores. Para esse efeito, consideraram-se os custos de exploração deduzidos das amortizações e provisões diretamente imputados à distribuição de energia elétrica.

Os referidos custos foram avaliados a preços constantes de 2015<sup>44</sup> e, de modo a garantir a comparabilidade dos valores de OPEX das distribuidoras em países com moedas distintas, os custos de

---

<sup>39</sup> Hess, Borge e Cullmann, Astrid, 2007, Efficiency Analysis of East and West German Electricity Distribution Companies – Do the “Ossis” Really Beat the “Wessis??”, *Utilities Policy*, 15, 206-214.

<sup>40</sup> Leme, Rafael; Paiva, Anderson; Santos, Paulo; Balestrassi e Galvão, Leandro, 2014, Design of Experiments Applied to Environmental Variables Analysis in Electricity Utilities Efficiency: The Brazilian Case, *Energy Economics*, 45, 111-119.

<sup>41</sup> Altoé, Andrey; Costa, Newton; Lopes, Ana; Veloso, Thiago e Saurin, Valter, 2017, Technical Efficiency and Financial Performance in the Brazilian Distribution Service Operators, *Socio-Economic Planning Sciences*, 59, 79-92.

<sup>42</sup> Ver documento “Parâmetros de Regulação para o período de 2012-2014” disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/tarifas2012/Documents/P%C3%A2rametros%20reg%202012-2014.pdf> e “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017” disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/tarifasreguladasdeanosanteriores/2015/Documents/PaginaPrincip al/Par%C3%A2metros%202015-2017.pdf>

<sup>43</sup> Utilizados com *proxy* de uma medida global dos *inputs* das empresas afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica numa perspetiva *input oriented*

<sup>44</sup> Nos casos em que os custos das distribuidoras não respeitam a 2015 foram aplicadas as taxas de inflação dos respetivos países para obtenção dos OPEX a preços constantes. Refira-se ainda que no caso das empresas britânicas, os dados dizem respeito aos períodos Março 2014- Março 2015 e Março 2015-Março 2016, considerando-se como 2014 e 2015, os anos a que dizem respeito.

exploração foram normalizados através da paridade de poder de compra, medido em dólar norte-americano (USD)<sup>45</sup>.

O Quadro 4-3 identifica as empresas que compõem a amostra, apresentando o OPEX e outros indicadores utilizados para efeitos do presente estudo: número de clientes, energia elétrica distribuída (GWh) (sempre que disponível) e quilómetros de rede. Os dados recolhidos para os anos de 2014 a 2015 apresentaram-se mais completos e para um maior número de empresas, pelo que a análise de eficiência do presente estudo recai sobre estes dois anos.

---

<sup>45</sup> Dados retirados do International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, Agosto de 2017.

**Quadro 4-3 - Caracterização da amostra**

País	Empresa	Ano	Energia Elétrica Distribuída	Quilómetros de Rede	Clientes	Custos de Exploração PPC - USD
Alemanha	Vattenfal Berlim	2015	13 759	35 338	2 305 637	866 412
Bélgica	Sibelga	2015	4 761	6 388	640 997	105 863
Croácia	HEP-ODS	2015	14 781	136 745	2 387 662	186 306
Eslováquia	Východoslovens	2015	3 666	21 000	627 937	436 930
Grécia	PPC / Hedno	2015	43 237	236 290	7 438 455	500 325
Irlanda	ESB	2015	n.d.	170 877	2 300 000	399 303
Polónia	PGE	2015	33 380	283 804	5 263 731	492 462
Portugal	EDA	2015	720	1 909	122 759	33 976
Portugal	EDP	2015	49 064	224 500	6 094 945	581 628
Portugal	EEM	2015	784	7 832	136 634	29 723
Roménia	Electrica SA	2015	17 100	194 666	3 651 178	240 487
Reino Unido	East	2015	n.d.	97 261	3 599 594	546 562
Reino Unido	ENW	2015	n.d.	57 000	2 400 000	250 187
Reino Unido	LPN	2015	n.d.	36 933	2 311 906	397 812
Reino Unido	NEDL	2015	14 952	41 013	1 600 000	317 771
Reino Unido	South East	2015	n.d.	52 841	2 281 009	338 445
Reino Unido	WPD South Wales	2015	n.d.	35 569	1 100 000	139 118
Reino Unido	WPD South West	2015	n.d.	50 208	1 600 000	169 912
Reino Unido	WPD East Midlands	2015	n.d.	72 715	2 600 000	220 873
Reino Unido	WPD West Midlands	2015	n.d.	64 207	2 500 000	227 114
Reino Unido	YEDL	2015	21 628	53 567	2 300 000	370 905
Holanda	Stedin B.V.	2015	20 012	43 505	2 159 512	443 857
Holanda	Westland Infra Netbeheer B.V.	2015	1 410	2 718	58 095	27 764
Holanda	Liander N.V.	2015	28 359	86 069	3 042 888	844 620
Holanda	Enduris B.V.	2015	1 801	9 679	215 252	45 448
Holanda	Enexis B.V.	2015	29 154	108 607	2 698 054	609 338
Holanda	Cogas Infra & Beheer B.V.	2015	482	1 324	53 366	10 001
Holanda	N.V. RENDO	2015	309	880	32 555	6 283
Holanda	Endinet B.V.	2015	1 041	2 162	111 528	20 480

Fonte: ERSE

O quadro seguinte apresenta algumas estatísticas descritivas para cada uma das variáveis consideradas.

**Quadro 4-4 - Estatísticas descritivas**

	Energia Elétrica Distribuída	Quilómetros de Rede	Cientes	Custos de Exploração
Unidade	GWh	Km	Número	PPC - USD
Média	15 020	Média	319 968	305 514
Mediana	14 270	Mediana	250 187	250 187
Desvio Padrão	15 164	Desvio-padrão	268 201	241 828
Mínimo	309	Mínimo	6 283	6 283
Máximo	49 064	Máximo	988 013	866 412
N.º de Observações	20	Contagem	29	29
Nível de Confiança	7 097	Nível de confi	102 018	91 986

Fonte: ERSE

Da análise dos quadros anteriores observa-se a falta de informação relativamente à quantidade de energia distribuída em 9 empresas o que implicará uma redução significativa da amostra caso os modelos a considerar para a análise da eficiência incorpore este indicador. No presente processo de definição da amostra, seguindo os critérios supra identificados, conseguiu-se obter um incremento do número de empresas comparativamente ao ocorrido em períodos regulatórios anteriores. Contudo, a amostra obtida continuar a apresentar-se de pequena dimensão, o que impede a definição de metas de eficiência com recurso a métodos paramétricos, tais como o COLS e o SFA. Porém, podem ser aplicados métodos não paramétricos, nomeadamente o DEA, tendo em conta:

- Não ser necessário estimar parâmetros estocásticos numa amostra de pequena dimensão.
- Não ser necessário definir a forma funcional. Registe-se que esta metodologia permite considerar rendimentos crescentes à escala e, conseqüentemente, permite anular o efeito escala nos indicadores de desempenho das empresas.

Antes de se proceder à apresentação propriamente dita dos resultados da análise de eficiência na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, o ponto seguinte descreve, de forma sucinta, o processo de definição do modelo considerado neste estudo.

#### DESCRIÇÃO DO MODELO

De acordo com o descrito anteriormente, neste estudo aplicou-se a metodologia DEA ao conjunto da amostra. O DEA é uma metodologia baseada na programação linear matemática, que procura calcular a eficiência numa empresa relativamente às empresas que são consideradas mais eficientes na utilização dos seus *inputs* e que, deste modo, definem a fronteira de custos eficientes da população analisada. Estes

modelos podem ser orientados para os *outputs*, procurando maximizar o vector de *output* para uma determinada quantidade de *input*, enquanto os modelos orientados para os *inputs* minimizam os inputs para uma determinada quantidade de *output*. A função objetivo considerada minimiza os *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *output*. Neste sentido, importará definir os *inputs* e *outputs* do modelo proposto para avaliação do desempenho da EDP D.

De acordo com a literatura económica, os custos de exploração são considerados uma *proxy* da atividade operacional (Jamasb e Pollit, 2003; Giannakis et al, 2005 e Coelli et al, 2008). Os custos de exploração, ou OPEX, correspondem aos fatores produtivos ou *inputs*, medidos em unidades monetárias, que, conjuntamente com os custos de investimento, ou CAPEX, são necessários à realização da atividade da empresa, isto é, à realização ou produção dos *outputs*. Como tal, considera-se no modelo como *input* o OPEX, como *proxy* do nível global de inputs que uma empresa distribuidora utiliza na sua atividade.

Relativamente aos *outputs*, conforme referido anteriormente, a maioria da literatura económica utiliza a extensão da rede, o número de clientes e a quantidade de energia distribuída como *outputs* no processo de análise de eficiência dos operadores da rede de distribuição de eletricidade (ver, entre os autores supra referidos, Culmann and Von Hirschhausen, 2008, Blázquez-Gómez e Grifell-Tatjé, 2011, Kuosmanen, 2012, Dai e Kuosmanen, 2014, Azevedo et al, 2015 e Mullarkey et al, 2015).

Anteriormente, verificou-se a ausência de informação relativa à quantidade de energia distribuída para um número significativo de operadores da rede de distribuição incluídos na amostra definida para o presente estudo. A consideração desta variável levaria a uma redução muito significativa da dimensão da amostra condicionando as características da mesma: i) diminuição da proporção de empresas de maior dimensão e, por esta via, potencialmente mais comparáveis à EDP D e, ii) perda da distribuição geográfica das empresas incluídas da amostra. Adicionalmente, para o presente estudo e na definição dos indutores de custos, a ERSE tem procurado adotar os indutores que, além de apresentarem uma forte interdependência com a atividade da empresa, apresentem um menor volatilidade de comportamento por forma a poder avaliar tendências de médio prazo

O Quadro 4-5 e o Quadro 4-6 permitem observar que os três potenciais indutores de custos supra indicados apresentam uma elevada correlação entre eles e que a energia distribuída apresenta uma maior volatilidade comparativamente aos restantes.

**Quadro 4-5 – Evolução dos Indutores e sua Variabilidade**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Coef. Variação
Energia distribuída [GWh]	70 136	67 002	65 692	64 351	65 484	66 301	3,0%
N.º médio de consumidores	6 143 302	6 116 377	6 085 516	6 079 294	6 034 821	6 064 292	0,6%
Kms rede	139 371	140 415	141 324	141 829	142 325	142 834	0,4%

**Quadro 4-6 – Correlações**

	Energia Elétrica Distribuída	Quilómetros de Rede	Cientes	Custos de Exploração PPC - USD
<i>Energia Elétrica Distribuída</i>	1,00			
<i>Quilómetros de Rede</i>	0,85	1,00		
<i>Cientes</i>	0,95	0,89	1,00	
<i>Custos de Exploração PPC - USD</i>	0,80	0,53	0,69	1,00

Face ao exposto, no presente estudo considerou-se no modelo de análise da eficiência da EDP D, como *outputs*, os que os quilómetros de rede e número de clientes. Uma razão adicional para a análise deste modelo decorre do facto de este ter sido utilizado para efeitos de avaliação de eficiência na distribuição nos períodos regulatórios anteriores. O facto de se aplicar o mesmo modelo à mesma amostra com recurso a dados devidamente atualizados facilita o exercício de avaliação da evolução da *performance* da empresa.

## RESULTADOS

Neste ponto descrevem-se os principais resultados obtidos da aplicação da metodologia DEA ao modelo descrito no ponto anterior.

Não é por demais salientar que esta análise tem por base dados físicos, económicos e financeiros recolhidos dos relatórios e contas das empresas disponibilizados nos respetivos *websites*, incluindo empresas com perfis bastante diferentes (caraterísticas dos mercados de operação distintas) e que não existe forma de apresentar uma garantia absoluta de comparabilidade dos dados. Deste modo, os resultados obtidos deverão ser interpretados com cuidado.

Os resultados foram obtidos com recurso ao *software* STATA. Os resultados do modelo adotado são expressos no Quadro 4-7 onde se apresenta os resultados obtidos com a técnica DEA considerando os rendimentos constantes à escala, bem como, para o caso dos rendimentos variáveis à escala. Recorde-se que no primeiro caso assume-se que a dimensão dos DMU não tem efeitos sobre o nível de eficiência. No segundo caso, é introduzida uma restrição adicional no sentido de incorporar o efeito da dimensão na *performance* das DMU.

Quadro 4-7 - Resultados do Modelo – Todas Empresas

Empresa	País	2014			2015		
		CRS	VRS	Δ VRS/CRS	CRS	VRS	Δ VRS/CRS
Vattenfal Berlim	Alemanha	0,17	0,17	1%	0,18	0,18	1%
Sibelga	Bélgica	0,38	0,41	8%	0,40	0,43	8%
HEP-ODS	Croácia	0,88	0,89	1%	0,91	0,92	1%
Vchodoslovens	Eslováquia	0,08	0,09	9%	0,09	0,10	8%
PPC / HEDNO	Grécia	0,98	1,00	2%	0,98	1,00	2%
ESB	Irlanda	0,47	0,47	0%	0,53	0,53	0%
PGE	Polónia	0,72	1,00	38%	0,71	1,00	40%
EDA	Portugal	0,23	0,35	51%	0,24	0,36	50%
EDP	Portugal	0,65	0,67	3%	0,69	0,71	3%
EEM	Portugal	0,31	0,47	54%	0,33	0,49	52%
Electrica SA	Roménia	1,00	1,00	0%	1,00	1,00	0%
East	Reino Unido	0,37	0,37	0%	0,43	0,43	0%
ENW	Reino Unido	0,55	0,56	1%	0,63	0,64	1%
LPN	Reino Unido	0,30	0,31	1%	0,38	0,39	1%
NEDL	Reino Unido	0,28	0,29	2%	0,33	0,34	2%
South East	Reino Unido	0,37	0,37	1%	0,44	0,45	1%
WPD South Wales	Reino Unido	0,54	0,56	4%	0,52	0,54	4%
WPD South West	Reino Unido	0,62	0,64	2%	0,62	0,63	2%
WPD East Midlands	Reino Unido	0,72	0,72	1%	0,78	0,78	1%
WPD West Midlands	Reino Unido	0,72	0,73	1%	0,73	0,73	1%
YEDL	Reino Unido	0,38	0,38	1%	0,41	0,41	1%
Stedin B.V.	Holanda	0,32	0,32	1%	0,32	0,32	1%
Westland Infra Netbeheer B.V.	Holanda	0,14	0,32	126%	0,14	0,31	122%
Liander N.V.	Holanda	0,26	0,26	0%	0,24	0,24	0%
Enduris B.V.	Holanda	0,30	0,39	28%	0,31	0,40	28%
Enexis B.V.	Holanda	0,30	0,30	1%	0,29	0,29	1%
Cogas Infra & Beheer B.V.	Holanda	0,33	0,73	119%	0,35	0,76	117%
N.V. RENDO	Holanda	0,34	1,00	197%	0,34	1,00	193%
Endinet B.V.	Holanda	0,33	0,51	57%	0,36	0,56	55%

Fonte: ERSE

Nos resultados obtidos, comparando os níveis de eficiência apresentados pelas empresas da amostra e determinados pelas duas metodologias (rendimentos constantes e variáveis à escala), observa-se uma maior variabilidade nas empresas de menor dimensão. Em particular, esta variabilidade é bastante significativa nas empresas com menos de 60 000 clientes, seguindo-se as empresas com um número de clientes inferior a 150 000. Nestas empresas, a introdução na metodologia DEA da restrição adicional que permite incorporar o efeito da dimensão no processo de análise da eficiência, origina um incremento significativo dos níveis de eficiência estimados derivado do processo de avaliação entre pares da mesma dimensão. Nas empresas que apresentam um número de clientes acima de 1 000 000 observa-se uma similitude dos níveis de eficiência mensurados pelas duas metodologias.

O Quadro 4-8 apresenta os resultados do modelo adotado considerando apenas as empresas com um número de clientes superior a 1 000 000. Nos resultados desta subamostra obtidos para as duas

metodologias observa-se uma maior variabilidade dos níveis de eficiência obtidos com as duas metodologias.

**Quadro 4-8 - Resultados do Modelo – Clientes > 1 000 000**

Empresa	País	2014			2015		
		CRS	VRS	Δ VRS/CRS	CRS	VRS	Δ VRS/CRS
Vattenfal Berlim	Alemanha	0,17	0,20	22%	0,18	0,21	21%
HEP-ODS	Croácia	0,88	1,00	14%	0,91	1,00	10%
PPC / HEDNO	Grécia	0,98	1,00	2%	0,98	1,00	2%
ESB	Irlanda	0,47	0,50	5%	0,53	0,55	3%
PGE	Polónia	0,72	1,00	38%	0,71	1,00	40%
EDP	Portugal	0,65	0,67	3%	0,69	0,71	3%
Electrica SA	Roménia	1,00	1,00	0%	1,00	1,00	0%
East	Reino Unido	0,37	0,37	0%	0,43	0,44	1%
ENW	Reino Unido	0,55	0,66	19%	0,63	0,75	18%
LPN	Reino Unido	0,30	0,37	21%	0,38	0,46	21%
NEDL	Reino Unido	0,28	0,42	47%	0,33	0,50	49%
South East	Reino Unido	0,37	0,45	22%	0,44	0,54	21%
WPD South Wales	Reino Unido	0,54	1,00	86%	0,52	1,00	92%
WPD South West	Reino Unido	0,62	0,92	47%	0,62	0,93	49%
WPD East Midlands	Reino Unido	0,72	0,82	15%	0,78	0,88	14%
WPD West Midlands	Reino Unido	0,72	0,84	17%	0,73	0,84	16%
YEDL	Holanda	0,38	0,46	22%	0,41	0,49	21%
Stedin B.V.	Reino Unido	0,32	0,41	28%	0,32	0,40	25%
Liander N.V.	Reino Unido	0,26	0,27	7%	0,24	0,25	7%
Enexis B.V.	Holanda	0,30	0,34	13%	0,29	0,33	12%

Os resultados do Quadro 4-7 sugerem que no modelo em que se considera toda a amostra de empresas, considerando os rendimentos constantes à escala, EDPD posiciona-se nos anos de 2014 e de 2015, em termos do nível de eficiência, no grupo das empresas do primeiro quartil de eficiência mas próxima dos níveis máximos de eficiência do segundo quartil. Contudo, quando consideramos a metodologia de rendimentos variáveis à escala, a EDP D posiciona-se no segundo quartil dos níveis de eficiência. No caso do modelo das empresas com um número de clientes superior a 1 000 000 (Quadro 4-8), a EDP D posiciona-se, em ambos os anos e para ambas as metodologias, no segundo quartil. Adicionalmente, de 2014 para 2015 observa-se uma evolução positiva do nível de eficiência relativo da EDP D.

Todavia, não é por demais importante recordar que estes resultados deverão ser interpretados com algum cuidado devido às condicionantes associadas à recolha dos dados obtidos para a realização do presente *benchmarking* e às próprias limitações da metodologia adotada.

#### 4.1.3.2 META DE EFICIÊNCIA E ÍNDICE DE MALMQUIST

Neste ponto, à semelhança do ocorrido no período regulatório anterior, recorre-se ao cálculo do Índice de Malmquist como elemento suplementar de suporte à decisão da meta de eficiência. Recorde-se que o Índice de Malmquist (MPI) é um indicador da variação da Produtividade Total dos Fatores (PTF) de uma Decision Making Unit (DMU). Este é calculado no contexto de rendimentos constantes à escala e a evolução deste indicador pode dever-se a (i) progresso/retrocesso tecnológico do setor de atividade do momento  $t$  para o momento  $t + 1$  (designado por *frontier shift index effect*), (ii) alterações no nível de eficiência técnica de uma DMU do momento  $t$  para o momento  $t+1$  (designado por *catch up index effect*). Este índice constitui, deste modo, uma média geométrica de variáveis que permitem incorporar informação relativa a fronteiras de eficiência referentes a dois momentos de tempo distintos.

Valores superiores à unidade significam que a Produtividade Total dos Fatores (PTF) aumentou, enquanto valores inferiores a um representam um decréscimo da Produtividade Total dos Fatores (PTF). O valor unitário significa que a Produtividade Total dos Fatores (PTF) da empresa ou setor se manteve inalterada.

Note-se que esta decomposição do Índice de Malmquist baseia-se no pressuposto de rendimentos constantes à escala, isto é, que não é imposta qualquer restrição no sentido de tomar em conta a escala de operação das DMU.

Contudo, atendendo às características da amostra em estudo, é recomendável introduzir essa restrição, introduzindo efeitos escala no modelo. Nesse caso, o designado *catching up effect* pode ainda ser decomposto em (i) *pure efficiency change effect*, que mede as alterações no nível de eficiência técnica de uma DMU do momento  $t$  para o momento  $t+1$  no âmbito de um modelo em rendimentos variáveis à escala<sup>46</sup>; e (ii) *scale efficiency change*, que afere a evolução da DMU no que respeita à utilização ou não de uma escala ótima.

À luz do exposto, calculou-se este indicador para a EDPD com recurso ao STATA 13. Na análise desenvolvida, o momento  $t$  corresponde aos dados relativos ao ano de 2014 enquanto o momento  $t+1$  corresponde aos valores do ano de 2015. Note-se ainda que para efeitos do cálculo do Índice de Malmquist adotaram-se como *outputs* e *input* os considerados no modelo adotada na metodologia DEA apresentada no ponto anterior.

Os resultados obtidos encontram-se no seguinte quadro:

---

<sup>46</sup> Recorde-se que os modelos com rendimentos constantes à escala tomam em conta as diferenças na escala das DMU consideradas para efeitos de determinação da fronteira de eficiência.

**Quadro 4-9 - Decomposição do Índice de Malmquist – Todas Empresas**  
(*Pure Efficiency change effect; Scale effect e Technological change effect*)

Empresa	Total Factor Productivity Change	Efficiency Change Effect	Technical Efficiency Effect	Pure Technical Efficiency Effect	Scale Efficiency Effect
Vattenfal Berlim	1,057	1,041	1,016	1,041	1,000
Sibelga	1,072	1,056	1,016	1,053	1,002
HEP-ODS	1,033	1,031	1,002	1,030	1,001
Vchodoslovens	1,131	1,114	1,016	1,112	1,002
PPC / HEDNO	1,013	0,998	1,016	1,000	0,998
ESB	1,119	1,117	1,002	1,117	1,000
PGE	0,989	0,984	1,005	1,000	0,984
EDA	1,035	1,019	1,016	1,011	1,008
EDP	1,071	1,055	1,016	1,061	0,994
EEM	1,062	1,060	1,002	1,047	1,012
Electrica SA	1,009	1,000	1,009	1,000	1,000
East	1,195	1,177	1,016	1,177	1,000
ENW	1,165	1,147	1,016	1,147	1,000
LPN	1,277	1,257	1,016	1,257	1,000
NEDL	1,187	1,169	1,016	1,169	1,000
South East	1,222	1,203	1,016	1,203	1,000
WPD South Wales	0,983	0,968	1,016	0,967	1,001
WPD South West	1,011	0,996	1,016	0,996	1,000
WPD East Midlands	1,098	1,081	1,016	1,082	1,000
WPD West Midlands	1,018	1,003	1,016	1,003	1,000
YEDL	1,098	1,081	1,016	1,081	1,000
Stedin B.V.	1,018	1,002	1,016	1,001	1,001
Westland Infra Netbeheer B.V.	0,974	0,959	1,016	0,944	1,015
Liander N.V.	0,943	0,929	1,016	0,929	1,000
Enduris B.V.	1,046	1,030	1,016	1,024	1,006
Enexis B.V.	0,980	0,965	1,016	0,965	1,000
Cogas Infra & Beheer B.V.	1,070	1,054	1,016	1,044	1,009
N.V. RENDO	1,028	1,012	1,016	1,000	1,012
Endinet B.V.	1,118	1,101	1,016	1,088	1,012

Fonte: ERSE

Considerando a informação da tabela anterior, verifica-se que o *pure technical efficiency change effect* da EDP D é 1,061 indicando que num modelo com rendimentos variáveis à escala, a empresa apresenta um nível de eficiência técnica (performance de gestão eficiente<sup>47</sup>) de 2014 para 2015 na ordem dos 6,1%. Este

<sup>47</sup> O *pure technical efficiency change effect* mede a eficiência técnica excluindo o efeito das economias de escala (eficiência de escala) e, desta forma, puramente reflete a performance da gestão da empresa no processo de organização dos *inputs* no processo produtivo (Kumat e Gulati, 2008).

resultado é consistente com as conclusões apresentadas no ponto anterior, onde se verificou uma melhoria do nível de eficiência relativo da EDP D de 2014 para 2015. Adicionalmente, também se observa para a EDP D uma ineficiência na ordem dos 0,6% no que concerne à escala de operações (ineficiência de escala).

Em resultado, desta situação, verifica-se que o *efficiency change effect* da EDP D (que incorpora o *pure technical efficiency effect* e o *scale efficiency effect*) ascende a 1,055. Tal significa que num modelo com rendimentos constantes à escala (tal como o descrito no documento de parâmetros do período regulatório anterior) verifica-se um *catching up effect*. Este impacto, no contexto do modelo de rendimentos constantes à escala, é justificado por uma melhoria efetiva do nível da eficiência técnica de EDPD fonte de dois efeitos contrários ao nível das duas componentes anteriormente referidas. Um efeito positivo registado ao nível da *pure technical efficiency effect* e um efeito negativo na eficiência de escala das operações (*scale efficiency effect*) segundo os resultados obtidos para as diferentes componentes do Índice de Malmquist.

Deve ainda sublinhar-se que, parte dos ganhos da PTF registado pela EDP D fica a dever-se a progresso tecnológico, dado que a empresa regista um *frontier shift effect* de 1,6%.

Os resultados apresentados no quadro seguinte permitem concluir que a análise e as conclusões anteriores não sofrem alterações se considerarmos apenas o grupo das empresas com mais de 1 000 000 de clientes na determinação do PTF e respetivas componentes para a EDP D.

**Quadro 4-10 - Decomposição do Índice de Malmquist – Empresas > 1 000 000 clientes**  
**(Pure Efficiency change effect; Scale effect e Technological change effect)**

Empresa	Total Factor Productivity Change	Efficiency Change Effect	Technical Efficiency Effect	Pure Technical Efficiency Effect	Scale Efficiency Effect
Vattenfal Berlim	1,057	1,041	1,016	1,033	1,008
HEP-ODS	1,033	1,031	1,002	1,000	1,031
PPC / HEDNO	1,013	0,998	1,016	1,000	0,998
ESB	1,119	1,117	1,002	1,103	1,013
PGE	0,989	0,984	1,005	1,000	0,984
EDP	1,071	1,055	1,016	1,061	0,994
Electrica SA	1,009	1,000	1,009	1,000	1,000
East	1,195	1,177	1,016	1,180	0,998
ENW	1,165	1,147	1,016	1,139	1,007
LPN	1,277	1,257	1,016	1,250	1,006
NEDL	1,187	1,169	1,016	1,186	0,986
South East	1,222	1,203	1,016	1,198	1,005
WPD South Wales	0,983	0,968	1,016	1,000	0,968
WPD South West	1,011	0,996	1,016	1,010	0,986
WPD East Midlands	1,098	1,081	1,016	1,076	1,005
WPD West Midlands	1,018	1,003	1,016	0,996	1,006
YEDL	1,098	1,081	1,016	1,075	1,005
Stedin B.V.	1,018	1,002	1,016	0,983	1,020
Liander N.V.	0,943	0,929	1,016	0,925	1,005
Enexis B.V.	0,980	0,965	1,016	0,958	1,007

Fonte: ERSE

### CONSIDERAÇÕES FINAIS

As análises anteriormente efetuadas permitem concluir que: (i) a empresa tem vindo a reduzir os seus custos; (ii) os custos reais têm-se aproximado dos custos aceites pelo regulador; (iii) os resultados dos estudos de *benchmarking* revelam que a empresa necessita melhorar o seu nível de eficiência relativo, no entanto, apresentou uma evolução positiva deste indicador de 2014 para 2015 e iv) o valor mínimo da meta de eficiência poder-se-á situar na ordem dos 1,6%.

Contudo, como já foi referido pela ERSE nos anteriores períodos regulatórios, muitos autores sublinham (Marie-Anne Plagnet (2006) ou Carrington, *et al* (2002)), que os resultados apurados pelas metodologias de *benchmarking* não devem ser aplicados pelo regulador de uma forma quase mecânica, tendo em conta o grau de incerteza associado à utilização das diversas metodologias. Deste modo, a aplicação das técnicas de *benchmarking* deve ser considerada como uma técnica complementar de decisão colocada ao dispor do regulador.

Face ao exposto, propõe-se aplicar uma meta de eficiência que, por um lado, permita garantir a manutenção do esforço da EDP D no sentido de diminuir os custos decorrente do progresso tecnológico e, por outro, a incentive a manter o esforço de forma a incrementar o seu nível de eficiência relativo. Registe-se que ao nível da BT esta meta será aplicada ao conjunto dos custos, isto é ao Totex, facto que justificou que a taxa de remuneração dos ativos em BT tenha sido reajustada para anular esse efeito nos custos com os investimentos entrados em exploração até 2017.

Finalmente, importa ter em conta que a base de custos da EDP D foi reajustada face à definida para o anterior período regulatório, por forma a permitir uma partilha mais equitativa entre os clientes e a empresa dos resultados que esta empresa tem vindo a alcançar em termos de desempenho económico.

Deste modo, decidiu-se diminuir ligeiramente o esforço exigido em termos percentuais face ao anterior período regulatório, que foi de 2,5% a preços constantes, pelo que para o período 2018 a 2020 define-se uma meta de eficiência de 2,0% a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica no continente e 3,0% nas regiões autónomas.

#### 4.1.4 PARÂMETROS

Assim, para o período de regulação 2018-2020 consideram-se os seguintes parâmetros:

**Quadro 4-11 - Variáveis definidas no período de regulação 2015-2017 e 2018-2020**

	Período de regulação	
	AT/MT	
	2015-2017	2018-2020
Base de Custos	Custos reais 2013	Média 2015-2016 real e aceite, líquida de ajustamentos de preços de transferência e outros
Eficiência	2,5% ao ano	2% ao ano
Indutores de custos e respetivos pesos (%)	Componente fixa - 20%	Componente fixa - 20%
	Energia distribuída - 40%	Energia distribuída - 40%
	Km de rede - 40%	Km de rede - 40%
BT		
2015-2017		2018-2020
Base de Custos OPEX	Custos reais 2013	
Base de custos TOTEX	Média 2015-2016 real e aceite, líquida de ajustamentos de preços de transferência e outros, acrescida de amortizações médias 2018-2020 e remuneração RAB médio 2018-2020 a 6%	
Eficiência	2,5% ao ano	2% ao ano
Indutores de custos e respetivos pesos (%)	Componente fixa - 20%	Condições de financiamento - 18,5%
	Energia distribuída - 40%	Potência instalada - 12,0%
	Cientes - 40%	Km de rede - 12,0%
		Cientes - 57,5%

Fonte: ERSE

**Quadro 4-12 – OPEX e TOTEX definidos para 2018 e evolução para os restantes anos**

	AT/MT		
	2018	2019	2020
<b>OPEX (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>111 534</b>		
<b>Fator de eficiência</b>		<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>
Componente fixa (103 EUR)	22307		
Componente variável - Energia (€/MWh)	0,98718		
Componente variável - Km rede (€/Km)	536,61534		
BT			
2018		2019	2020
<b>TOTEX (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>378 564</b>		
<b>Fator de eficiência</b>		<b>2,00%</b>	<b>2,00%</b>
Componente variável - condições de financiamento (€Milhões/Tx R)	1164,12043		
Componente variável - potência instalada (€/MVA)	2198,52816		
Componente variável - Km rede (€/Km)	314,92574		
Componente variável - clientes (€/cliente)	35,41750		

Fonte: ERSE

Comparando o período regulatório anterior com o novo, e agregando a componente OPEX de ambos os níveis de tensão, conclui-se que a base de custos para 2018 é inferior em cerca de 9% à base de custos

aceite pela ERSE em 2015 (baseada em dados reais de ajustamentos) e 5% inferior ao custo real da empresa para aquele ano.

## 4.2 MECANISMO DE INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE

### ENQUADRAMENTO

A atribuição de incentivos regulatórios para o desenvolvimento das redes inteligentes é um dos vetores que pode potenciar novos comportamentos dos agentes do setor elétrico, em particular dos consumidores ligados às redes de distribuição. Com este novo paradigma de redes, antevê-se a possibilidade de criação de novos serviços no setor elétrico, baseados num comportamento dinâmico dos agentes e sob uma gestão ativa dos operadores das redes, que terá de se basear em informação em tempo real. Refira-se como exemplos, a gestão de áreas de rede com forte integração de produção renovável, a flexibilidade da procura, a gestão integrada do carregamento de veículos elétricos e a oferta local de serviços de sistema.

O desenvolvimento deste tipo de redes dependerá naturalmente de fatores tecnológicos, mas também da criação de um quadro regulatório que não limite as escolhas dos operadores das redes de distribuição nas suas estratégias de investimento nas redes, desde que assegurem um desempenho técnico e económico dentro dos padrões definidos regulamentarmente. O incentivo ao investimento em redes inteligentes foi introduzido no período regulatório de 2012 a 2014, com uma formulação do tipo *ex-ante*, que premiava o operador da rede de distribuição pela sua iniciativa em investir em redes inteligentes, mediante um prémio na taxa de remuneração dos ativos correspondentes. Como contrapartida, era exigido um acréscimo de eficiência nos custos de exploração aceites para efeitos regulatórios. Esta metodologia e a parametrização efetuada pela ERSE não se revelaram eficazes, dado que os investimentos enquadrados por este incentivo foram pouco expressivos.

No período regulatório de 2015 a 2017, a formulação deste incentivo foi revista, mas a sua aplicação também se revelou pouco eficaz, particularmente porque o número de candidaturas apresentadas à ERSE pelo operador da rede de distribuição foi diminuto. Com esta primeira revisão, do incentivo ao investimento em redes inteligentes procurou-se, por um lado, dar à empresa mais tempo para recolher informação e demonstrar os resultados esperados, o que motivou o alargamento do período de análise dos benefícios associados a este tipo de investimentos para 6 anos, ao invés de 3 anos que estavam implícitos no incentivo que vigorou entre 2012 e 2014. Por outro lado, criou-se uma dependência direta entre o incentivo e os benefícios alcançados em resultado do investimento em redes inteligentes, para garantir que o custo para os consumidores tenha uma correspondência com os benefícios, mas permitindo à empresa reter uma parcela dos mesmos.

Na perspetiva da ERSE, esta metodologia deveria reduzir o risco regulatório percecionado pela empresa, principalmente porque foi eliminada a exigência de eficiência adicional nos custos de exploração da

atividade de Distribuição de Energia Elétrica que, na metodologia anterior, foi usada como contrapartida do prémio na remuneração para os ativos em rede inteligente.

Com o intuito de aperfeiçoar este incentivo, na preparação da última consulta pública para a revisão dos Regulamentos do Setor Elétrico, a ERSE procurou identificar as causas principais dos resultados pouco satisfatórios da sua aplicação no período regulatório de 2015 a 2017, destacando-se as seguintes:

- i. Complexidade do incentivo, quer pelo seu desenho em várias fases (candidatura, seleção, quantificação de benefícios), quer pela formulação para a sua valorização;
- ii. Valores reduzidos proporcionados pelo incentivo;
- iii. Distorção do objetivo de aplicação do incentivo numa lógica global da rede, operador ou do SEN, motivada pela avaliação individualizada por projeto.

#### **ALTERAÇÃO DO INCENTIVO**

Os aspetos acima referidos levaram a ERSE, num primeiro momento, a simplificar a formulação do incentivo ao investimento em redes inteligentes, embora mantendo o princípio de partilha, entre o operador da rede de distribuição e os clientes de energia elétrica, dos benefícios decorrentes destes investimentos que efetivamente ocorram. Relativamente ao valor limite para o incentivo, também se manteve o princípio de o fazer depender do custo de investimento dos projetos, mas nesta nova formulação este limite é constante durante todo o período de vigência do incentivo e superior ao limite que era estipulado pela anterior formulação<sup>48</sup> (ver Figura 4-14).

Num segundo momento pretende-se, por via da parametrização, criar um estímulo adicional para que a empresa possa apresentar mais candidaturas para a obtenção deste incentivo, incluindo as de projetos piloto que se enquadrem no conceito de redes inteligentes. Assim, a ERSE procurou melhorar os procedimentos para a determinação do incentivo, desde a fase de candidatura e sua avaliação, até à avaliação e valorização de benefícios, que deverá seguir uma metodologia harmonizada com as melhores práticas europeias, bem como foi revisto o parâmetro  $\alpha_{RI}$  de modo a que o retorno que este incentivo tem para o operador aumente face à situação atual.

A obtenção do incentivo para cada projeto ou conjunto de projetos em rede inteligente, continuará a depender das seguintes fases, à semelhança do que ocorria no período regulatório anterior:

- Apresentação de uma candidatura pela empresa, que deverá explicitar os contributos do projeto em cada um dos critérios definidos pela ERSE e incluir a informação económica sobre o mesmo,

---

<sup>48</sup> Na anterior formulação, o limite deste incentivo dependia do valor do ativo associado ao projeto, líquido de amortizações, e do parâmetro  $\beta$ , que tornava este limite crescente à medida que os anos passavam.

designadamente, o valor do investimento a custos totais e os benefícios esperados na ótica da empresa e na ótica do sistema, com uma quantificação previsional para cada ano. As candidaturas são apresentadas em maio do ano seguinte ao da transferência para exploração;

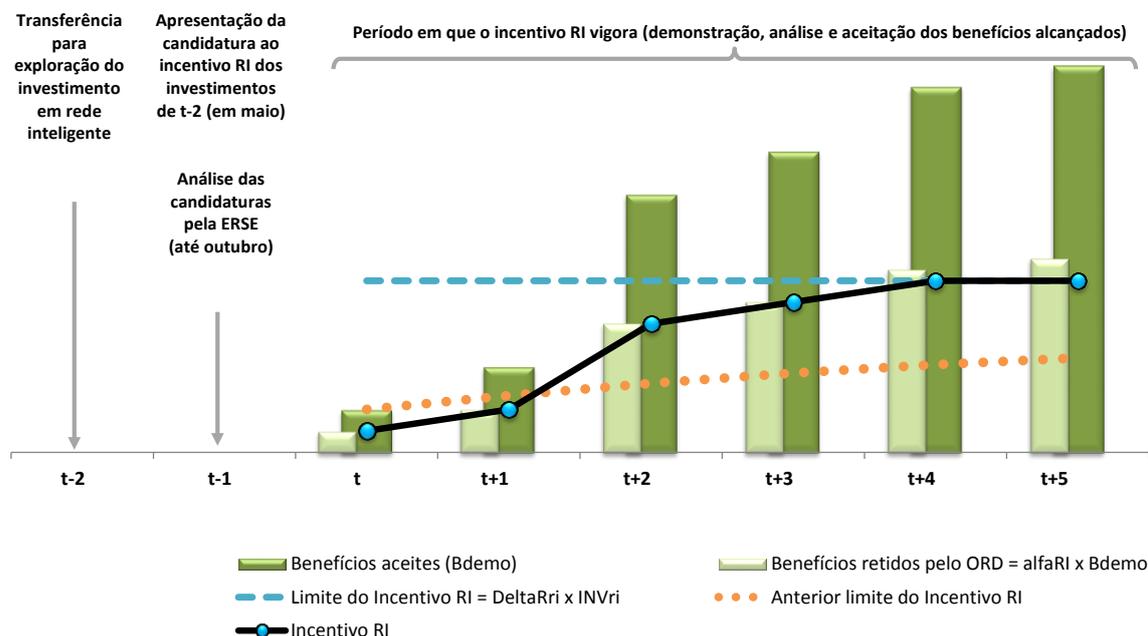
- Análise e aprovação da candidatura pela ERSE, tendo por base a informação prestada pelo operador da rede de distribuição e de acordo com os critérios definidos pela ERSE;
- Demonstração e quantificação pela empresa dos benefícios efetivamente alcançados com os projetos, quer na ótica da empresa quer na ótica do sistema, que serão sujeitos a avaliação e aprovação pela ERSE, de acordo com os critérios definidos pela ERSE. Para cada projeto, deverá ser apresentado um relatório de execução no final do 3.º e do último ano do período de 6 anos em que vigora o incentivo.

No que diz respeito à identificação das melhores práticas europeias na identificação e valorização de benefícios, a ERSE irá trabalhar em conjunto com os operadores das redes no sentido de clarificar métricas associadas aos critérios de elegibilidade dos investimentos em rede inteligente (redução de perdas, qualidade de serviço, adiamento de investimentos, reduções de OPEX e outras externalidades).

A Figura 4-14 ilustra de forma cronológica as fases para a obtenção do incentivo ao investimento em redes inteligentes e um exemplo do seu cálculo, de forma gráfica, com esta nova formulação. Neste exemplo, o projeto em redes inteligentes gerou benefícios até ao ano t+3, cujo valor, após a aplicação da partilha entre empresa e consumidores, não originou a atuação do limite do incentivo. Nos anos t+4 e t+5 os benefícios do projeto cresceram substancialmente, o que originou a atuação do limite do incentivo, situação em que a empresa retém menos benefícios do que os consumidores.

Refira-se que após a aceitação de uma projeto de investimento em redes inteligentes, na ótica dos proveitos permitidos, este incentivo tem como condição inicial um valor baseado em benefícios previsionais, indicados na candidatura, e torna-se definitivo se a empresa demonstrar a concretização destes benefícios ao longo da vigência do incentivo.

**Figura 4-14 - Concessão do incentivo ao investimento em redes inteligentes para o período regulatório 2018-2020, por projeto**



Fonte: ERSE

#### CRITÉRIOS E AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO EM REDES INTELIGENTES

A aprovação, por parte da ERSE, de um projeto candidato ao mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes terá como base apenas a informação fornecida pelo operador da rede de distribuição, o qual terá de fundamentar a candidatura do projeto ao mecanismo de incentivo, terá de apresentar os valores de custo de investimento realizados e a realizar, bem como fundamentar indicadores e respetivos benefícios esperados, com uma quantificação previsional dos 6 anos de vigência do incentivo para o projeto em causa.

Considera-se no entanto relevante, que seja definido *a priori* um conjunto de critérios gerais que orientarão a seleção dos projetos de investimento em rede inteligente por parte do operador da rede de distribuição. Como tal, os potenciais projetos candidatos deverão demonstrar em que medida:

- Se enquadram no futuro modelo das redes, baseado no conceito de rede inteligente<sup>49</sup>;

<sup>49</sup> É uma rede elétrica que pode integrar com custos eficientes, os comportamentos e ações de todos os utilizadores que a ela estejam ligados – produtores, consumidores e aqueles que podem ser ambos – e assegurar a existência de um sistema elétrico sustentável e economicamente eficiente, com baixas perdas, elevados níveis de segurança para pessoas e bens, elevados níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento - tradução para português da definição de rede inteligente adotada pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER).

- Resultam em benefícios líquidos para os atuais ou para os futuros consumidores e demais utilizadores das redes;
- Desenvolvem novo conhecimento e disponibilizam informação útil, para serem partilhados com os diferentes utilizadores das redes.

O proponente deverá demonstrar ainda que os projetos apesar de inovadores, sejam de âmbito mais generalizado ou pilotos, possuem um estado de desenvolvimento que lhes permite serem utilizados em ambiente real, sendo valorizados os projetos que beneficiem do financiamento de terceiros ou condições especiais de financiamento. No caso de projetos piloto é esperado que os mesmos possam ser alargados para maiores dimensões ou venham a ser incluídos em futuros projetos de âmbito generalizado a toda a rede.

Os projetos candidatos devem concretizar alguns dos seguintes objetivos:

- Permitam uma maior penetração nas redes de distribuição de produção distribuída a partir de fontes renováveis, a preços equivalentes ou mais baixos que as tecnologias convencionais;
- Permitam maior flexibilidade na exploração das redes;
- Facilitem a gestão e a participação da procura;
- Explore o potencial de novos tipos de consumo para o sistema elétrico;
- Contribuam para a eficiência energética;
- Contribuam para participação de novos agentes na prestação de serviços de sistema;
- Permitam o adiamento fiável de investimento tradicional na rede obtendo um valor económico superior;
- Permitam uma melhoria da qualidade de serviço, nomeadamente reduzindo as interrupções dos clientes;
- Reduzam as perdas totais (técnicas e não técnicas) na rede de distribuição;
- Reduzam os custos de exploração e manutenção da atividade de Distribuição de Energia Elétrica;
- Reduzam os impactos ambientais da construção ou exploração das redes;
- Outras externalidades positivas para o SEN, que constituem ganhos para os agentes do setor elétrico, como por exemplo os decorrentes de acesso a mais informação por parte dos clientes e comercializadores.

Através dos investimentos em rede inteligente que contribuam para estes objetivos são expectáveis benefícios, que têm de ser valorizados, e que após a sua demonstração, deverão ser contabilizados cumulativamente para a determinação deste incentivo.

Como já referido anteriormente, a concretização da candidatura de cada projeto ao incentivo ao investimento em rede inteligente será feita até maio do ano seguinte à transferência para exploração. Nessa candidatura, o operador da rede de distribuição deverá apresentar as metas a atingir com o investimento em causa, a nível global ou local, correspondendo as mesmas a benefícios mensuráveis e de possível monitorização.

A análise e aprovação das candidaturas serão feitas pela ERSE até outubro do mesmo ano, com base na informação que lhe foi enviada pelo operador da rede de distribuição.

Na avaliação dos projetos candidatos, para além da verificação de que são respeitados os critérios de seleção anteriormente enumerados, serão analisados os benefícios associados a cada projeto, tendo por base os valores verificados de execução do investimento e os indicadores, mensuráveis e monetizados já obtidos, bem como os benefícios potenciais identificados no processo de candidatura.

No decorrer do período em que o incentivo é válido, 6 anos para cada projeto, a empresa deverá demonstrar e quantificar, no 3.º e no 6.º ano, os benefícios reais associados aos indicadores acima referidos, os quais serão sujeitos a validação pela ERSE. Esta avaliação dos benefícios efetivos e externalidades positivas gerados por cada projeto, realizada na ótica do SEN, constitui um dos aspetos fundamentais do incentivo, uma vez que os montantes a receber pelo operador da rede de distribuição em cada ano resultarão da uma partilha destes ganhos entre a empresa e os consumidores.

#### 4.2.1 PARÂMETROS

Atendendo à formulação apresentada no regulamento tarifário para o incentivo ao investimento em redes inteligentes, aplicável à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, os parâmetros a considerar para o período de regulação 2018-2020 são resumidos no quadro seguinte.

**Quadro 4-13 – Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligentes da atividade de DEE no Continente**

	2017	2018	2019	2020
Parâmetro de partilha dos benefícios dos projetos em rede inteligente ( $\alpha_{RI}$ )	50%	50%	50%	50%
Parâmetro que limita o incentivo em função do custo de investimento ( $\Delta r_{RI}$ )	1,00%	1,50%	1,50%	1,50%

Fonte: ERSE

Relativamente ao parâmetro de partilha dos benefícios, a ERSE considera que nesta fase do incentivo, ainda incipiente, se deverá manter uma distribuição equitativa, a que corresponde o parâmetro  $\alpha_{RI}=50\%$ .

No que respeita à limitação anual do valor do incentivo em função do custo de investimento, fixou-se o parâmetro  $\Delta r_{RI}$  em 1,5%, que em conjugação com a alteração da forma de fixação do limite do incentivo,

que passou a não depender da amortização do ativo e é constante ao longo dos 6 anos de vigência do incentivo, permitirá um maior estímulo para o operador da rede de distribuição investir em projetos de redes inteligentes, face à situação do período regulatório anterior. A adoção deste valor para o parâmetro  $\Delta r_{RI}$  tem paralelo com o prêmio de risco de 1,5% que foi atribuído à taxa de remuneração dos ativos em rede inteligente no período regulatório de 2012 a 2014.

A dimensão mínima eficiente para os projetos em rede inteligente que foi recomendada no período regulatório anterior (2,5% do valor do investimento no ano), poderá constituir-se como uma barreira para a candidatura de projetos a este incentivo, pelo que foi retirada no período regulatório de 2018 a 2020, podendo candidatar-se a este incentivo projetos ou conjuntos de projetos de qualquer dimensão.

Pelo contrário, mantém-se a possibilidade de apresentação em separado de custos associados à demonstração dos benefícios dos investimentos em rede inteligente, que não serão considerados na análise da eficiência de custos de exploração, cujo valor acumulado ao longo dos 6 anos de vigência do incentivo será aceite até um limite de 0,5% do valor do investimento do projeto de rede inteligente.

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

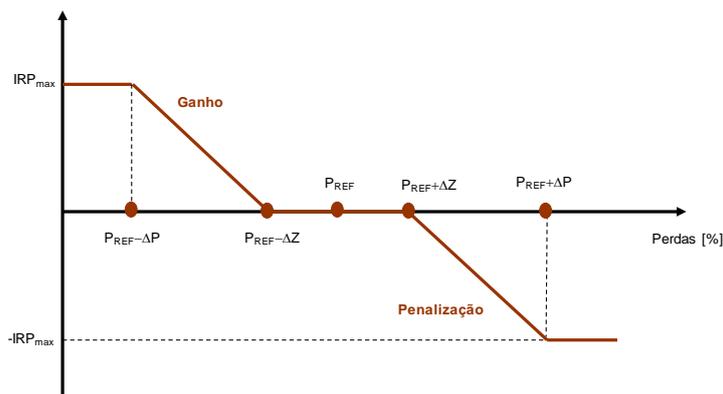
#### **ENQUADRAMENTO**

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 Figura 4-15 ilustra a aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.

Figura 4-15 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



#### 4.3.1 PARÂMETROS

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 para o período regulatório 2015-2017, revendo os valores dos parâmetros, nomeadamente:

- Valor das perdas de referência,  $P_{REF}$ .
- Parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$ .
- 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 ( $\Delta Z$ ), dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização).

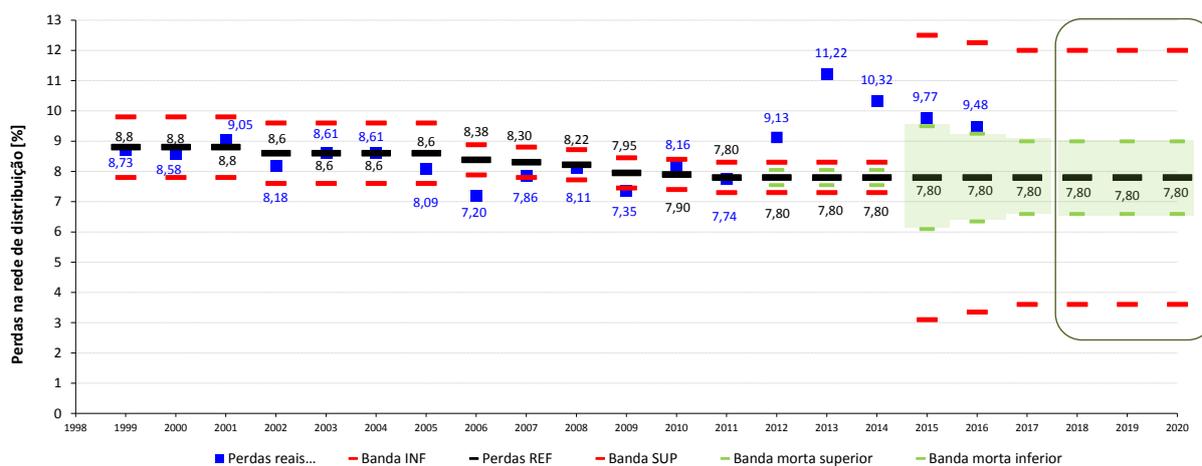
Na sequência da revisão ocorrida, a ERSE decidiu adotar para o período regulatório 2018-2020 os parâmetros que vigoraram no último ano do período regulatório 2015-2017, ou seja:

- Manter inalterado para o período regulatório 2018-2020, face ao período regulatório anterior, o valor das perdas de referência, fixado em 7,80%.
- Estabelecer, para o período regulatório 2018-2020, 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 o período regulatório 2018-2020, o valor de 1,2% para  $\Delta Z$ .

- Manter o carácter simétrico da banda ( $\Delta P$ ) e fixar o valor de  $\Delta P$  em 3,0% acima do valor anual estabelecido para a banda morta ( $\Delta P = \Delta Z + 3,0\%$ ).

A Figura 4-16 ilustra a evolução dos parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, destacando-se os parâmetros a vigorar para o período regulatório 2018-2020.

**Figura 4-16 - Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo, incluindo os valores propostos para o período regulatório 2018-2020**



Fonte: ERSE, EDP

O Quadro 4-14 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020.

**Quadro 4-14 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020**

	Período regulatório 2018-2020
Valor das perdas de referência (%)	7,80
Valor de $\Delta Z$ (%)	1,20
Valor de $\Delta P$ (%)	4,20

Fonte: ERSE

## 4.4 INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

### BREVE DESCRIÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço encontra-se estabelecido no Procedimento n.º 6 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço do setor elétrico (MPQS), aprovado pelo Regulamento n.º 455/2013, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 29 de novembro.

Este mecanismo de incentivo aplica-se ao operador da RND e 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, conseguido através das designadas “componente 1” e “componente 2”.

O valor anual do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT é calculado através de

$$RQS_{URD,MT, t-2} = RQS1_{MT, t-2} + RQS2_{MT, t-2}$$

em que:

$RQS_{URD,MT, t-2}$  Valor total do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

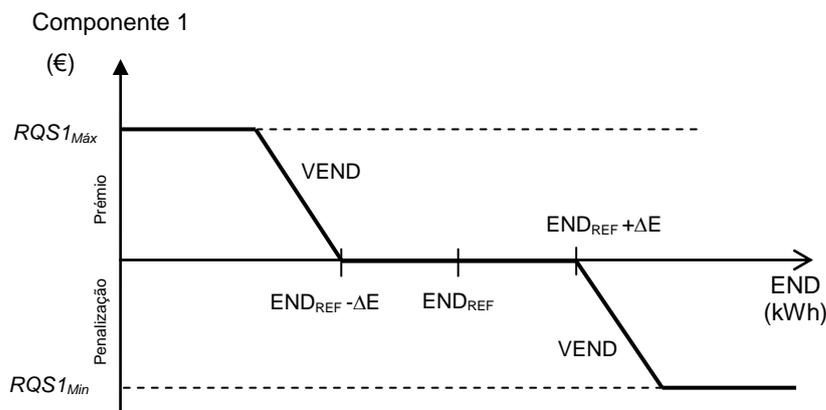
$RQS1_{MT, t-2}$  Valor da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

$RQS2_{MT, t-2}$  Valor da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

#### 4.4.1.1 PARÂMETROS DA COMPONENTE 1

A Figura 4-17 apresenta graficamente o modelo da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 4-17 – Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Parâmetros da “componente 1”:

$RQS1_{máx,t-2}$  Valor máximo do prémio a atribuir na “componente 1” do incentivo no ano t-2, expresso em euros.

$RQS1_{mín,t-2}$  Valor máximo da penalidade a atribuir na “componente 1” do incentivo no ano t-2, expresso em euros.

$END_{REF,t-2}$  Energia não distribuída em MT de referência no ano t-2, expressa em kWh.

$END_{REF,t-2} \pm \Delta E$  Intervalo de energia não distribuída no qual o valor da “componente 1” do incentivo é nulo, expresso em kWh.

$VEND_{t-2}$  Valorização da energia não distribuída no ano t-2, expressa em euros por kWh.

Para um dado ano, e uma vez fixados os parâmetros do mecanismo, o valor do incentivo depende do valor da END registado no ano em causa. Assim, verifica-se que:

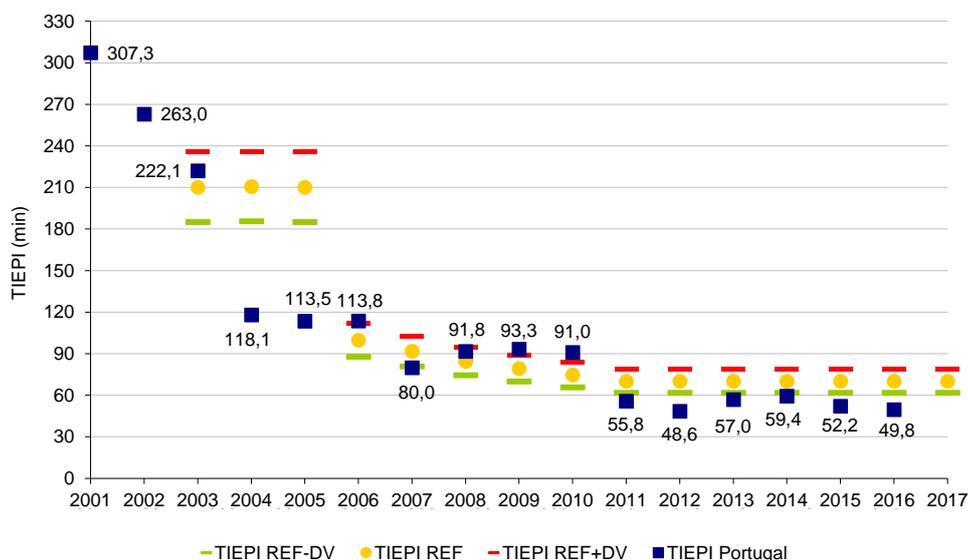
- Para valores de END dentro do intervalo  $[END_{REF}-\Delta V, END_{REF}+\Delta V]$  o valor da “componente 1” do incentivo é nulo, i.e., não afeta a parcela de ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
- Para valores de END inferiores a  $END_{REF}-\Delta V$ , a “componente 1” do incentivo assume valores positivos, contribuindo para um aumento do valor dos proveitos permitidos. Esta contribuição para o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica tem o valor  $RQS1_{máx}$  como limite máximo positivo.
- Para valores de END superiores a  $END_{REF}+\Delta V$ , o incentivo assume valores negativos, contribuindo para uma diminuição do valor dos proveitos permitidos. Neste caso, o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica tem o valor  $RQS1_{mín}$  como limite máximo negativo.

É importante referir que, para o cálculo do valor da END, se consideram as interrupções acidentais relativas à totalidade dos incidentes, excluindo aquelas com origem em razões de segurança, ou com origem na RNT ou em incidentes classificados como eventos excecionais.

## RESULTADOS OBTIDOS

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço que tem vindo a ser aplicado desde 2003 apenas incluía a “componente 1”. A Figura 4-18 apresenta a evolução do indicador TIEPI<sup>50</sup> e o seu enquadramento nos limites definidos pelo incentivo à melhoria da qualidade de serviço (no passado apenas composto pela componente 1) quando transpostos para este indicador, que pode ser encarado como uma imagem da END.

Figura 4-18 – Valores de TIEPI em Portugal

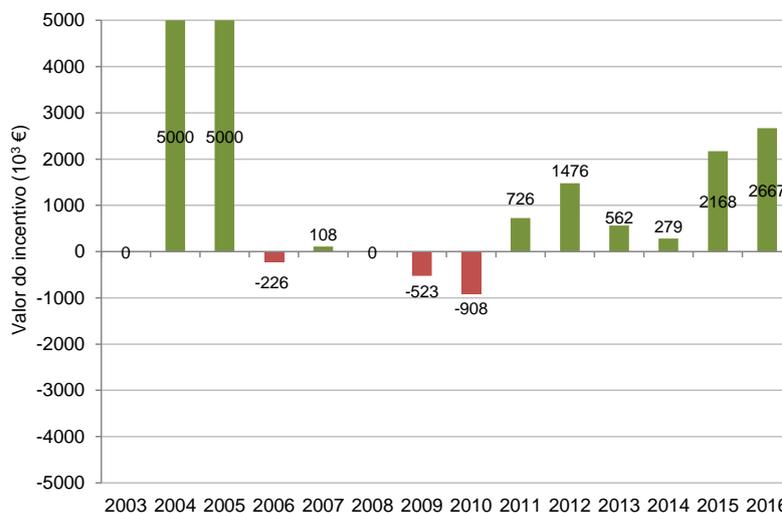


Fonte: EDP Distribuição

Aos valores anuais de TIEPI superiores a  $TIEPI_{REF+\Delta V}$  (desempenho inferior ao de referência) correspondeu uma diminuição dos proveitos permitidos e aos valores anuais de TIEPI inferiores a  $TIEPI_{REF-\Delta V}$  (desempenho superior ao de referência) correspondeu um aumento desses proveitos permitidos, nos montantes indicados na Figura 4-19.

<sup>50</sup>  $TIEPI = (END/ED) * T$  sendo: END – Energia Não Distribuída ao longo do ano (MWh), ED – Energia Distribuída ao longo do ano (MWh), T – Número de horas do ano. Se a ED não variasse anualmente, o TIEPI seria proporcional à END nos anos não bissextos.

**Figura 4-19 - Valores da componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2016**



Ao longo do período de 2003 a 2016 verificou-se uma diminuição do valor de TIEPI. No entanto, o resultado combinado da evolução do valor de referência do incentivo com a ocorrência de anos com condições atmosféricas mais adversas ao desempenho da rede, deu origem a pagamento de penalidades por parte da empresa. Na sua globalidade, os proveitos do operador foram alterados em, aproximadamente, 16,3 milhões euros, resultante de penalidades da ordem dos -1,7 milhões de euros e prémios de 17,9 milhões de euros.

#### **PARÂMETROS DA COMPONENTE 1 PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2018-2020**

A aplicação da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (anteriormente designado incentivo à melhoria da qualidade de serviço) desempenhou o papel de estimular a melhoria de desempenho da rede desde o início da sua aplicação no ano de 2003. Este incentivo contribuiu ainda para que, atualmente, o nível de continuidade de serviço atingido na média do país esteja em linha com o nível verificado nos países europeus possuidores de características semelhantes a Portugal [6<sup>th</sup> CEER *Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply*<sup>51</sup>], tendo-se optado durante o período regulatório 2015-2017 por manter os parâmetros da “componente 1” do incentivo, visto que tendo em conta a atual conjuntura económica e o nível de desempenho da continuidade de serviço já atingido, a generalidade dos clientes não está hoje disponível para pagar mais para poder usufruir de uma melhor qualidade de serviço no fornecimento de energia elétrica.

<sup>51</sup> <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d064733a-9614-e320-a068-2086ed27be7f>

Neste sentido, e atendendo a que o nível de continuidade de serviço já atingido em Portugal não se deverá deteriorar, a ERSE optou por propor a manutenção para os três anos do próximo período regulatório, 2018-2020, os valores de  $END_{REF}$  que vigoraram no último período regulatório.

Os valores de  $END_{REF}$  propostos para o período de regulação de 2018-2020 são os apresentados no Quadro 4-15.

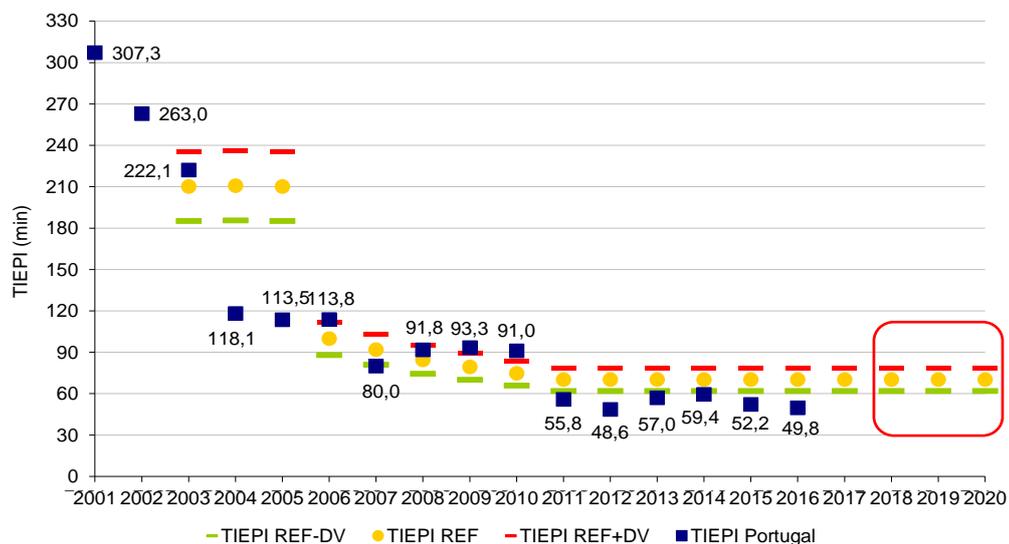
**Quadro 4-15 - Determinação dos valores de  $END_{REF}$  propostos para o período de regulação de 2018-2020**

Ano	T (min)	$TIEPI_{REF}-\Delta V_{TIEPI}$	$TIEPI_{REF}$	$TIEPI_{REF}+\Delta V_{TIEPI}$	$C=TIEPI_{REF}/T$	Parâmetro $END_{REF}$
2018	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2018}=70,21$	78,63	0,000134	$END_{REF2018}=0,000134 \times ED$
2019	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2019}=70,21$	78,63	0,000134	$END_{REF2019}=0,000134 \times ED$
2020	527040	61,78	$TIEPI_{REF\ 2020}=70,21$	78,63	0,000133	$END_{REF2020}=0,000133 \times ED$

Nota: Dado que de acordo com o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, a  $END_{REF}$  é definida como uma percentagem da ED,  $END_{REF}=C \times ED$ , e que o valor de ED é determinado com base no valor do TIEPI e da ED,  $ED=(TIEPI/T) \times ED$ , então o valor de referência do TIEPI determina-se da seguinte forma:  $TIEPI_{REF} = C \times T$ .

A Figura 4-20 permite visualizar a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

**Figura 4-20 – Valores de TIEPI para o período regulatório de 2018-2020**



Fonte: EDP Distribuição, ERSE

Refira-se ainda que, à semelhança do que ocorreu no período regulatório 2015-2017, a ERSE manteve o VEND (3,0 €/kWh) baseada no estudo da ENTSO-E “*Guidelines for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects (Annex 4: Value of Lost Load)*”.

De salientar que o alargamento da abrangência do incentivo, concretizada na “componente 2” com o objetivo de incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos, terá como consequência uma divisão do valor total do incentivo pelas duas componentes. Neste sentido, tal como no período regulatório anterior, o valor proposto pela ERSE para o  $RQS1_{máx}$  será de 4 milhões de euros, o equivalente a 80% do valor total do incentivo.

No Quadro 4-16 são apresentados os valores dos parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2018-2020.

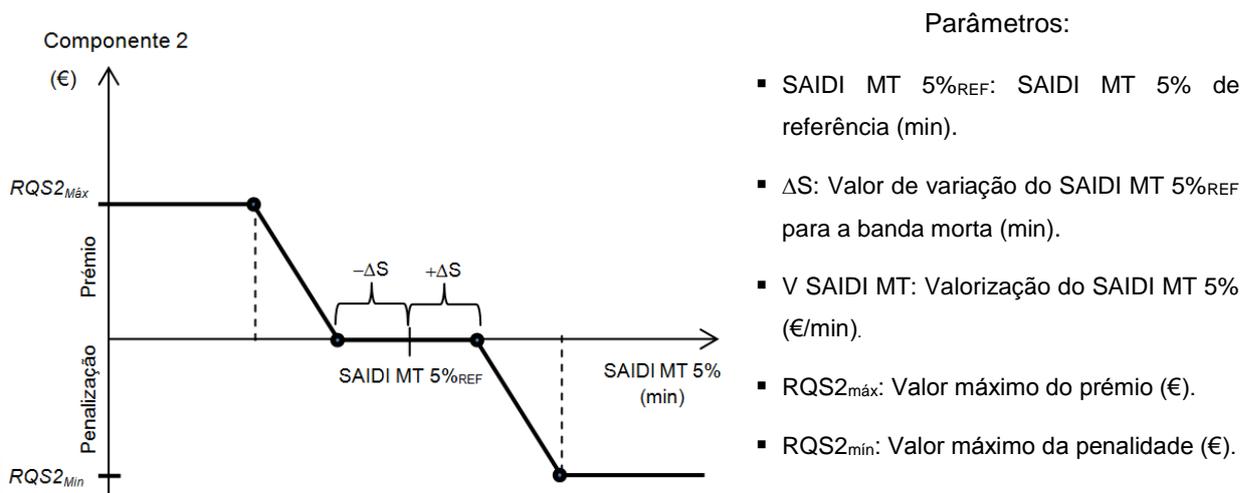
**Quadro 4-16 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2018-2020**

Parâmetro	ERSE
$END_{REF\ 2018}$	$0,000134 \times ED$
$END_{REF\ 2019}$	$0,000134 \times ED$
$END_{REF\ 2020}$	$0,000133 \times ED$
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	3,0 €/kWh
$ RQS1_{máx}  =  RQS1_{mín} $	4 000 000 €

4.4.1.2 PARÂMETROS DA COMPONENTE 2

A Figura 4-21 apresenta graficamente o modelo da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, associada ao desempenho em termos de continuidade de serviço (interrupções longas) do conjunto de 5% dos pontos de entrega de média tensão pior servidos. Para o efeito, utiliza-se a média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT desse conjunto de pontos de entrega (SAIDI MT 5%).

**Figura 4-21 - Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço**



A figura anterior traduz o modo de atuação do mecanismo:

- Para valores de SAIDI MT 5% dentro do intervalo [SAIDI MT 5%REF - ΔS, SAIDI MT 5%REF + ΔS] o valor do incentivo é nulo, i.e., a parcela de ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica não é afetada.
- Para valores de SAIDI MT 5% inferiores a SAIDI MT 5%REF - ΔS, o incentivo assume valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica afetado até ao valor limite de RQS2<sub>máx</sub>, correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.
- Para valores de SAIDI MT 5% superiores a SAIDI MT 5%REF + ΔS, o incentivo assume valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica afetado até ao valor limite de RQS2<sub>mín</sub>, correspondendo a uma diminuição nos proveitos permitidos.

É importante referir que, para o cálculo do valor do SAIDI MT 5%, se consideram as interrupções acidentais relativas à totalidade dos incidentes, excluindo aquelas com origem em razões de segurança, ou com origem na RNT ou em incidentes classificados como eventos excecionais.

No Quadro 4-17 são apresentados os parâmetros da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço que vigoraram para o período de regulação de 2015-2017.

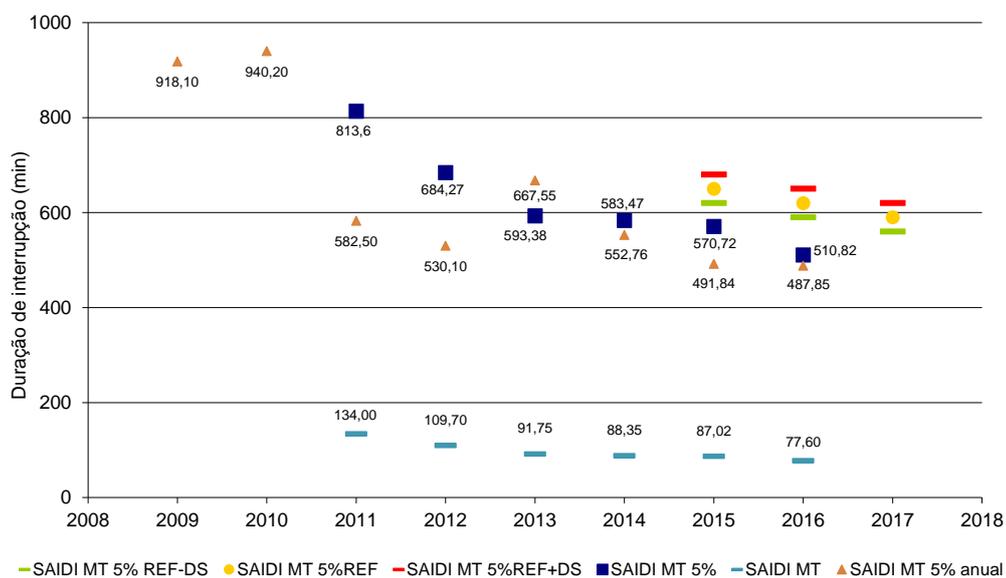
**Quadro 4-17 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2015-2017**

Ano	SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> (min)	$\Delta S$ (min)	V SAIDI MT (€/min)	$ RQS2_{\max}  =  RQS2_{\min} $ (€)
2015	650,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2016	620,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2017	590,00	30,00	33 333,33	1 000 000

### RESULTADOS OBTIDOS

Em 2014, a “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço foi introduzida pela primeira vez para o período regulatório 2015-2017. A Figura 4-22 apresenta a evolução do indicador do SAIDI MT 5% para os anos de 2011 a 2016, e o seu enquadramento nos parâmetros definidos para a “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para os anos de 2015 a 2017.

**Figura 4-22 – Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT**

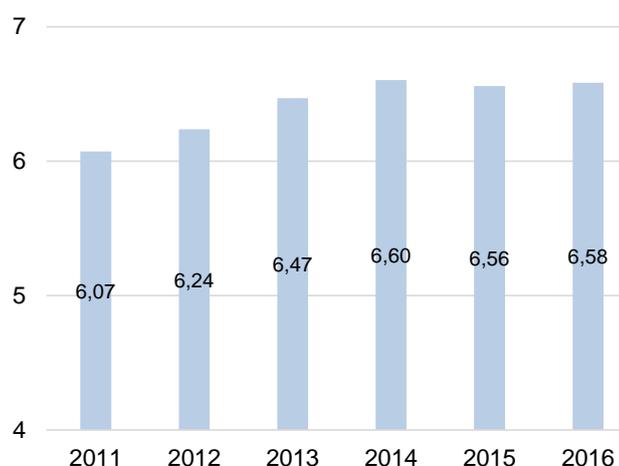


Fonte: ERSE, EDP

Ao longo dos anos verificou-se uma diminuição dos valores do SAIDI MT 5% (média deslizante dos últimos três anos), destacando-se uma redução mais acentuada dos valores anuais de 2015 e de 2016 do SAIDI MT 5%, que corresponderam aos dois primeiros anos de aplicação da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

A Figura 4-22 apresenta também a média deslizante de três anos do indicador SAIDI MT para a totalidade dos pontos de entrega de média tensão situados em Portugal continental, o que permite obter a razão entre o SAIDI MT 5% e a média deslizante do SAIDI MT cuja evolução é apresentada na Figura 4-23.

**Figura 4-23 – Evolução da razão entre o SAIDI MT 5% e a média deslizante do SAIDI MT**



Fonte: ERSE, EDP

Verifica-se que com a introdução da “componente 2” foi possível inverter a tendência de crescimento que este rácio apresentava antes de 2015 e 2016, constatando-se o sucesso pretendido de aproximação à média do desempenho dos 5% clientes pior servidos.

Em 2015 e 2016, o operador da rede de distribuição alcançou, com a “componente 2” do incentivo à melhora da continuidade de serviço, um prémio máximo previsto no valor de 1 milhão de euros anual por ter melhorado o desempenho no conjunto de 5% dos pontos de entrega de média tensão pior servidos acima do objetivo estipulado, contribuindo assim para diminuir as assimetrias na qualidade de serviço prestada.

#### **PARÂMETROS DA COMPONENTE 2 PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2018-2020**

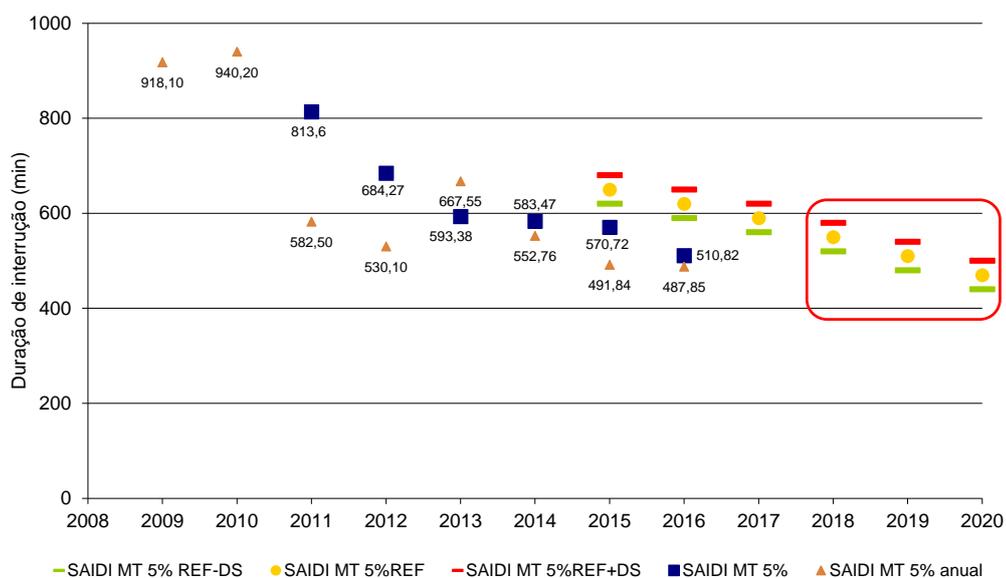
Pretendendo continuar com a diminuição das assimetrias na qualidade de serviço prestada, a ERSE propõe reduzir para os três anos do próximo período regulatório, 2018-2020, os valores de SAIDI MT 5%<sub>REF</sub> relativamente aos valores que vigoraram no último período regulatório, mantendo-se os restantes parâmetros da “componente 2” do incentivo.

No Quadro 4-18 são apresentados os parâmetros propostos para a “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2018-2020, igualmente apresentados na Figura 4-24.

**Quadro 4-18 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2018-2020**

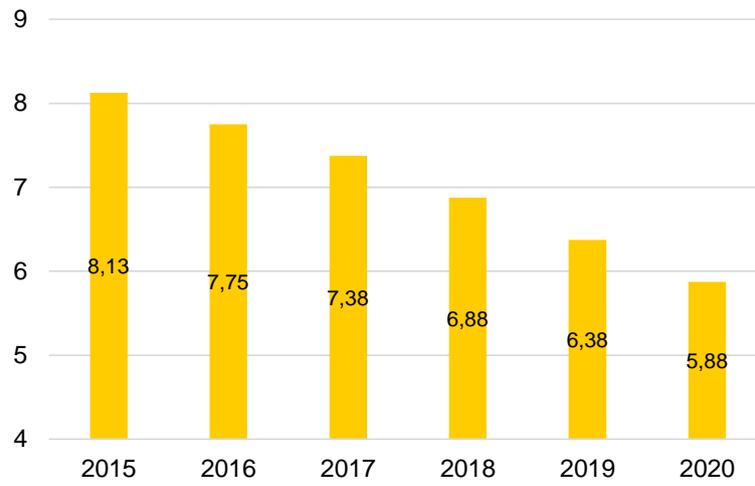
Ano	SAIDI MT 5% <sub>REF</sub> (min)	ΔS (min)	V SAIDI MT (€/min)	RQS2 <sub>máx</sub>   =  RQS2 <sub>mín</sub>   (€)
2018	550,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2019	510,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2020	470,00	30,00	33 333,33	1 000 000

**Figura 4-24 – Valores de SAIDI MT 5% para o período regulatório de 2018-2020**



A Figura 4-25 apresenta a perspetiva da redução da assimetria entre os clientes pior servidos e a média global, traduzida pelos valores de referência estabelecidos para “componente 2” do incentivo à melhoria de continuidade de serviço (admitindo um SAIDI MT global de 80 minutos longo destes dois períodos regulatórios).

**Figura 4-25 – Redução da assimetria entre os clientes pior servidos e a média global pretendida  
como componente 2 do incentivo**





## 5 PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O presente capítulo apresenta, primeiramente, uma comparação entre as atividades reguladas das empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, o qual tem um papel relevante no exercício de fixação de parâmetros para a EDA e para a EEM, dada a dificuldade em efetuar um *benchmarking* compatível com as suas especificidades.

De seguida são apresentadas as análises específicas para cada empresa com vista à definição de parâmetros, para o período regulatório 2018-2020, das suas atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), designadamente as bases de custos, indutores de custo e fatores de eficiência. A definição de parâmetros da atividade de Comercialização de Energia Elétrica das empresas insulares é desenvolvida no capítulo 6.

### 5.1 COMPARAÇÃO ENTRE AS ATIVIDADES NAS DUAS REGIÕES AUTÓNOMAS

De modo a estabelecer metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis das atividades AGS e de DEE, a ERSE analisou o nível de custos unitários por energia emitida (AGS) e por energia fornecida (DEE) nas duas Regiões Autónomas, tendo verificado que apresentavam alguma discrepância. Desta forma, à semelhança do procedimento já utilizado no período regulatório 2015-2017 para a atividade de DEE, para o atual período regulatório, a ERSE procurou harmonizar os custos de exploração líquidos de proveitos nas duas Regiões Autónomas, para as duas atividades, AGS e DEE.

Para tal, harmonizaram-se os custos de exploração líquidos de proveitos nas duas Regiões Autónomas, para as atividades AGS e de DEE. Os pontos abaixo indicados apresentam a análise realizada e os resultados obtidos.

#### METODOLOGIA

Em traços gerais, a análise realizada é importante por ser difícil encontrar um *benchmarking* para ambas as empresas. Deste modo, comparou-se o OPEX líquido de proveitos da EEM e da EDA para as atividades de AGS e de DEE, uniformizando as quantidades de energia em ambas as empresas.

Assim obtém-se um diferencial entre ambas que resulta exclusivamente do diferencial de custos unitários. No entanto, é conveniente ressaltar que tal análise não uniformiza as características físicas que a EDA e a EEM enfrentam, que são bem distintas entre si<sup>52</sup>. Para o efeito, foram considerados:

---

<sup>52</sup> A Região Autónoma dos Açores é constituída por 9 ilhas e a Região Autónoma da Madeira é constituída por 2 ilhas. *Ceteris paribus*, tal análise prejudica, *a priori*, a EDA pelo facto da mesma incorrer em custo de exploração fixo superior, dado que serve um mercado com necessidades operacionais físicas em um número superior de ilhas. Não obstante, como a análise o demonstra, por exemplo, ao nível da distribuição, a EDA é mais eficiente que a EEM,

- Na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:
  - Os custos unitários por energia emitida de cada uma das empresas;
  - Multiplicados por idênticas quantidades de energia emitida.
  
- Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica:
  - Os custos unitários por energia fornecida de cada uma das empresas;
  - Multiplicados por idênticas quantidades de energia fornecida líquida de depreciações.

No caso da atividade de DEE, foi igualmente efetuada uma análise não paramétrica, DEA, *Data Envelopment Analysis*, numa amostra de cerca de 29 empresas distribuidoras de energia elétrica europeias.

Os resultados desta análise não foram considerados em termos absolutos, tendo em conta as especificidades destas duas empresas que desenvolvem as suas atividades em contextos insulares particulares, mas foram avaliados face aos resultados obtidos numa análise efetuada há três anos para uma amostra de empresas semelhante. Esse exercício permite apurar a evolução do desempenho da EDA e da EEM nesse período.

### 5.1.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A Figura 5-1 compara o OPEX real unitário, líquido de custos de conservação de manutenção de equipamentos produtivos, para o período 2012 a 2017 (estimado), das empresas EDA e EEM, utilizando como referencial a energia emitida pela EEM nesse período.

---

para uma idêntica quantidade de energia distribuída pois incorre num custo unitário por energia distribuída substancialmente inferior.

**Figura 5-1 - Comparação do OPEX real unitário da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade**

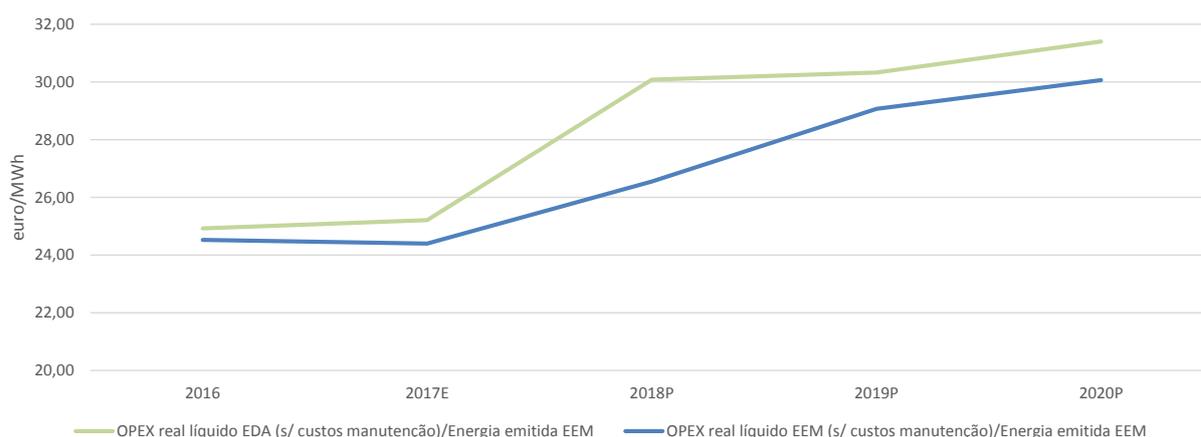


Fonte: ERSE, EDA, EEM

Verifica-se que o OPEX real unitário da EEM após uma trajetória de crescimento até 2014 entrou num ciclo de redução atingindo em 2016 e em 2017 valores inferiores ao da EDA. A trajetória dos custos unitários da EDA na atividade de AGS é mais instável do que a da EEM situando-se, no entanto, num valor médio de 2012 a 2017E ligeiramente inferior ao da EEM (24,35 €/MWh na EDA e 24,69 €/MWh na EEM).

A Figura 5-2 apresenta a comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade para o último ano auditado (2016), a estimativa para 2017 e as previsões das empresas para 2018-2020.

**Figura 5-2 - Comparação do OPEX previsional da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (período regulatório 2018-2020)**



Fonte: ERSE, EDA, EEM

Verifica-se que para o período regulatório 2018-2020, o OPEX previsto pelas empresas, aumenta consideravelmente, acentuando-se, também, o diferencial entre o OPEX da EDA e da EEM.

## CONCLUSÕES

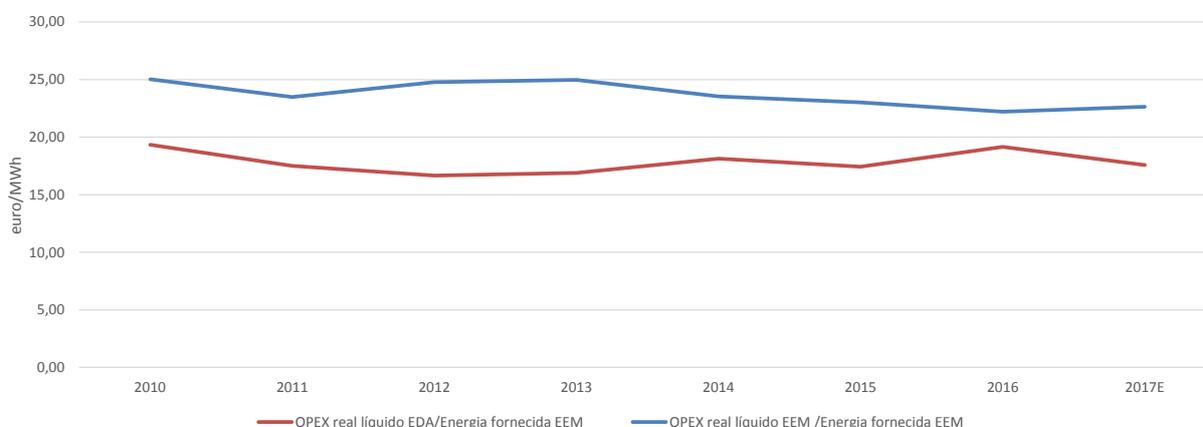
- As previsões de custos da EDA e da EEM para o novo período regulatório apresentam um crescimento acentuado dos custos e um distanciamento da trajetória de custos eficientes preconizada pela ERSE;
- Contudo, a evolução histórica dos custos da atividade de AGS da EDA e EEM reveste-se de imprevisibilidade justificando alguma prudência no estabelecimento das metas de eficiência a aplicar no novo período regulatório.

### 5.1.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

#### ANÁLISE DE DESEMPENHO

A Figura 5-3 compara o OPEX unitário real até 2017 (estimado) das empresas EDA e EEM, utilizando como referencial a energia fornecida pela EEM nesse período.

**Figura 5-3 - Comparação do OPEX real unitário da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade**

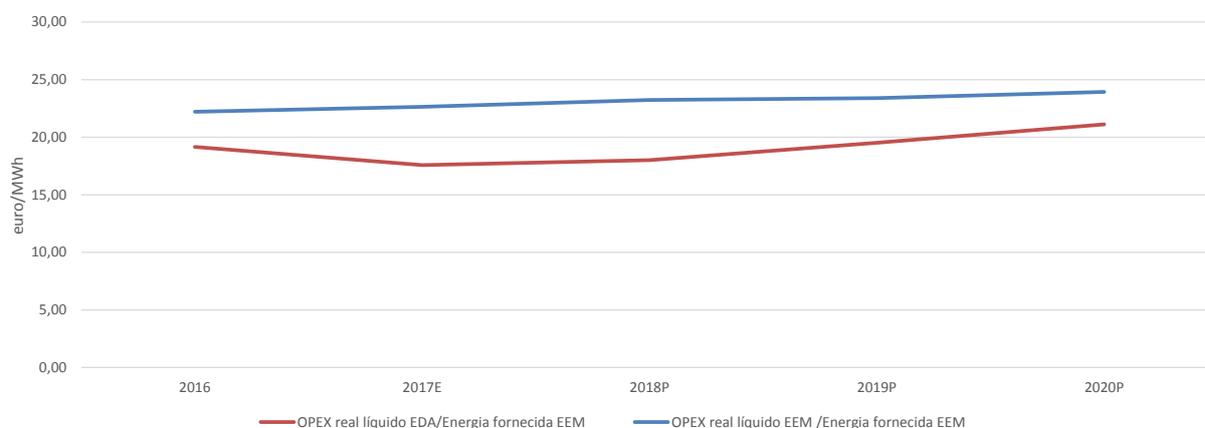


Fonte: ERSE, EDA, EEM

É possível concluir que existe um diferencial significativo entre os OPEX real da EEM e pela EDA para o mesmo nível de atividade, na medida em que a EEM apresenta de custos unitários mais elevados do que a EDA.

A Figura 5-4 apresenta a comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade tendo em conta o OPEX real do último ano auditado (2016), a estimativa para 2017 e as previsões das empresas para 2018-2020.

**Figura 5-4 - Comparação do OPEX previsional da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (período regulatório 2018-2020)**



Fonte: ERSE, EDA, EEM

Prevê-se, baseado nas previsões das empresas, que durante o período regulatório 2018-2020 o OPEX da EEM continuará a superar o da EDA, apresentando um crescimento gradual ao invés do da EDA que apresenta um crescimento mais acentuado.

## DEA

Para avaliação do desempenho da EDA e da EEM foi também utilizada uma metodologia DEA, tal como mencionado anteriormente, ao conjunto de uma amostra de 29 empresas. O DEA é uma metodologia baseada na programação linear matemática, que procura calcular a eficiência numa empresa relativamente às empresas que são consideradas mais eficientes na utilização dos seus *inputs* e que, deste modo, definem a fronteira de custos eficientes da população analisada. A metodologia de *benchmarking* baseada no DEA é apresentada em maior detalhe no ponto 4.1.3.1.

Salienta-se, tal como referido anteriormente, que esta análise tem por base dados físicos, económicos e financeiros recolhidos dos relatórios e contas das empresas disponibilizados pelas empresas nos respetivos *websites*, incluindo empresas com perfis bastante diferentes e que não existe forma de apresentar uma garantia absoluta de comparabilidade dos dados. Deste modo, os resultados obtidos deverão ser interpretados com precaução.

Os resultados foram obtidos com recurso ao *software* STATA. Os resultados do modelo adotado são expressos no Quadro 5-1 onde se apresenta os resultados obtidos com a técnica DEA considerando os rendimentos constantes à escala, bem como, para o caso dos rendimentos variáveis à escala. Recorde-se que no primeiro caso assume-se que a dimensão das DMU não tem efeitos sobre o nível de eficiência.

No segundo caso, é introduzida uma restrição adicional no sentido de incorporar o efeito da dimensão na performance das DMU.

**Quadro 5-1 - Resultados do Modelo – Todas Empresas**

Empresa	País	2014			2015		
		CRS	VRS	Δ VRS/CRS	CRS	VRS	Δ VRS/CRS
Vattenfal Berlim	Alemanha	0,17	0,17	1%	0,18	0,18	1%
Sibelga	Bélgica	0,38	0,41	8%	0,40	0,43	8%
HEP-ODS	Croácia	0,88	0,89	1%	0,91	0,92	1%
Vchodoslovens	Eslováquia	0,08	0,09	9%	0,09	0,10	8%
PPC / HEDNO	Grécia	0,98	1,00	2%	0,98	1,00	2%
ESB	Irlanda	0,47	0,47	0%	0,53	0,53	0%
PGE	Polónia	0,72	1,00	38%	0,71	1,00	40%
EDA	Portugal	0,23	0,35	51%	0,24	0,36	50%
EDP	Portugal	0,65	0,67	3%	0,69	0,71	3%
EEM	Portugal	0,31	0,47	54%	0,33	0,49	52%
Electrica SA	Roménia	1,00	1,00	0%	1,00	1,00	0%
East	Reino Unido	0,37	0,37	0%	0,43	0,43	0%
ENW	Reino Unido	0,55	0,56	1%	0,63	0,64	1%
LPN	Reino Unido	0,30	0,31	1%	0,38	0,39	1%
NEDL	Reino Unido	0,28	0,29	2%	0,33	0,34	2%
South East	Reino Unido	0,37	0,37	1%	0,44	0,45	1%
WPD South Wales	Reino Unido	0,54	0,56	4%	0,52	0,54	4%
WPD South West	Reino Unido	0,62	0,64	2%	0,62	0,63	2%
WPD East Midlands	Reino Unido	0,72	0,72	1%	0,78	0,78	1%
WPD West Midlands	Reino Unido	0,72	0,73	1%	0,73	0,73	1%
YEDL	Reino Unido	0,38	0,38	1%	0,41	0,41	1%
Stedin B.V.	Holanda	0,32	0,32	1%	0,32	0,32	1%
Westland Infra Netbeheer B.V.	Holanda	0,14	0,32	126%	0,14	0,31	122%
Liander N.V.	Holanda	0,26	0,26	0%	0,24	0,24	0%
Enduris B.V.	Holanda	0,30	0,39	28%	0,31	0,40	28%
Enexis B.V.	Holanda	0,30	0,30	1%	0,29	0,29	1%
Cogas Infra & Beheer B.V.	Holanda	0,33	0,73	119%	0,35	0,76	117%
N.V. RENDO	Holanda	0,34	1,00	197%	0,34	1,00	193%
Endinet B.V.	Holanda	0,33	0,51	57%	0,36	0,56	55%

Fonte: ERSE

Os resultados da análise permitem observar que, para rendimentos constantes à escala, a EDA e a EEM posicionam-se no 4º quartil (a fronteira corresponde a 0,302 em 2014 e a 0,316 em 2015). Para rendimentos variáveis à escala a EDA posiciona-se no 4º quartil e a EEM na fronteira entre o 3º e o 4º quartil (a fronteira corresponde a 0,472 em 2014 e a 0,494 em 2015). Ao nível de desempenho relativo das empresas importa analisar estes resultados com cautela devido às especificidades geográficas em que estas duas empresas operam que não têm, praticamente, paralelo nas restantes empresas que compõem a amostra. Em termos dinâmicos, observa-se igualmente uma ligeira melhoria do desempenho destas empresas nos dois anos analisados.

## CONCLUSÕES

Em face do exposto:

- Considera-se para a EEM a necessidade do cumprimento da meta de eficiência no presente período regulatório, dado que a empresa não se ajustou no período regulatório anterior aos níveis de eficiência da EDA.
- O crescimento dos custos na EDA justifica a aplicação de uma meta de eficiência mais elevada no novo período regulatório uma vez que a instabilidade ocorrida ao nível da evolução dos custos (crescimento em 2016 e redução em 2017) revelam que há margem para maiores ganhos de eficiência.

Estes aspetos serão analisados em mais detalhe nos pontos seguintes.

## 5.2 EDA

### ENQUADRAMENTO

O início da regulação, por parte da ERSE, da concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (EDA) ocorreu em 2003.

No quadro da revisão regulamentar ocorrida em 2011 face ao conhecimento adquirido pela ERSE desde o alargamento das suas competências às Regiões Autónomas, as metodologias de regulação das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) da EDA foram alteradas.

Após proceder à avaliação dos resultados das metodologias de regulação aplicadas nos períodos de regulação 2012-2014 e 2015-2017, a ERSE decidiu consolidá-las, mantendo-as para o período regulatório 2018-2020.

Em traços gerais, as metodologias de regulação são as seguintes:

- Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:
  - Ao nível dos custos de exploração controláveis líquidos de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise aos *dossiers* de preços de transferência é aplicado um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência;
  - Os custos com conservação e manutenção de equipamentos de produção são aceites fora do âmbito do *revenue cap* e não estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência;

- Os custos com aquisição de energia e custos com combustíveis são aceites fora do *revenue cap*. No caso dos últimos está implementado um mecanismo de custos de referência aplicado às componentes de custos com fuelóleo e gasóleo;
- No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada, continuando a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.
- Atividade de Distribuição de Energia Elétrica:
  - Ao OPEX líquido de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise dos *dossiers* de preços de transferência desta atividade é aplicado um mecanismo de *price cap*, com uma componente de custos fixos, e duas componentes variáveis tendo como *drivers* de custos a energia distribuída e o número médio de clientes;
  - No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada aplicando-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

Refira-se que o CAPEX<sup>53</sup> das duas atividades tem subjacente uma regulação baseada em custos e investimentos aceites.

No que diz respeito à atividade de Comercialização de Energia Elétrica as metodologias aplicadas são explicadas no capítulo 6.

Para a determinação das bases de custos e simulação previsional do cálculo de OPEX aceite pela ERSE para o período regulatório de 2018-2020, foram utilizadas as taxas de inflação no Quadro 5-2.

**Quadro 5-2 - Taxa de inflação**

	2016	2017	2018	2019	2020
Inflação	1,60%	1,40%	1,40%		
	IPIB terminado no final do ano	European Economic Forecast Spring 2017 (May 2017)	Manteve-se o valor de 2017		
Inflação	0,82%	2,20%	1,08%	1,08%	
	IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)			Manteve-se o valor de 2017	

Fonte: INE; Comissão Europeia

### 5.2.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

No período regulatório 2018-2020 manter-se-á a metodologia de regulação do OPEX dos dois períodos regulatórios anteriores, assente num *revenue cap*. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e

<sup>53</sup> *Capital expenditures*

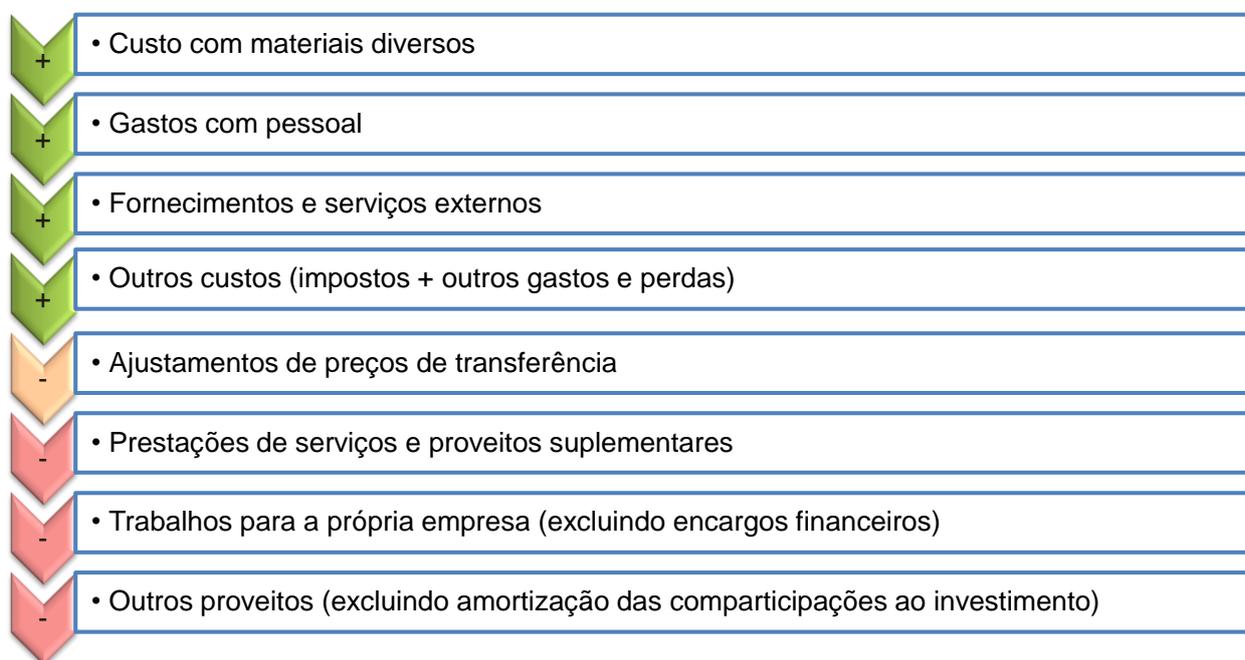
justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2018, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2019 e 2020.

#### ANÁLISE DE DESEMPENHO

A escolha da base de custos é uma determinante fundamental no estabelecimento dos parâmetros de eficiência da empresa regulada. O OPEX real de uma empresa está dependente de uma multiplicidade de fatores exógenos à empresa regulada tais como o ciclo económico, com as consequentes medidas orçamentais, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias, políticas sectoriais, o grau de liberalização de um mercado, a evolução do preço das matérias-primas, entre outros e está dependente de fatores endógenos correlacionados com a atividade operacional da empresa. Estes fatores podem afetar positivamente ou negativamente o seu OPEX real.

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2018, no que respeita à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, consideraram-se as rubricas evidenciadas na Figura 5-5:

**Figura 5-5 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de AGS**



Nota: Os custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos são deduzidos aos restantes custos de exploração devido à sua volatilidade, sendo aceites fora do âmbito de aplicação de metas de eficiência. Os ajustamentos de preços de transferência são custos que, a ERSE, após a análise dos *dossiers* de preços de transferência decidiu não aceitar serem recuperados por aplicação das tarifas.

Fonte: ERSE

Definidas as componentes que fazem parte do OPEX líquido, procedeu-se à determinação da base de custos a ser considerada para o novo período regulatório, através de uma análise de desempenho, isto é, inicialmente estabeleceu-se uma comparação entre o OPEX líquido que fora aceite pela ERSE no período regulatório anterior de 2015-2017 (valor-referência de OPEX líquido que a empresa regulada deve considerar como sendo o montante máximo de custos que deve incorrer na sua atividade operacional) com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX) para que se efetive um controlo da atividade operacional da empresa regulada. Para efetuar essa análise, foram considerados os custos com indemnizações por despedimento que não eram aceites anteriormente nas bases de custos e foram excluídos os custos e proveitos associados ao reforço e reversão de provisões. A metodologia e os critérios acima referidos foram aplicados, com as devidas adaptações, a todas as atividades reguladas.

Refira-se, que a atividade da EDA assenta em características específicas que influenciam diretamente a sua estrutura de custos de exploração líquida de proveitos, nomeadamente:

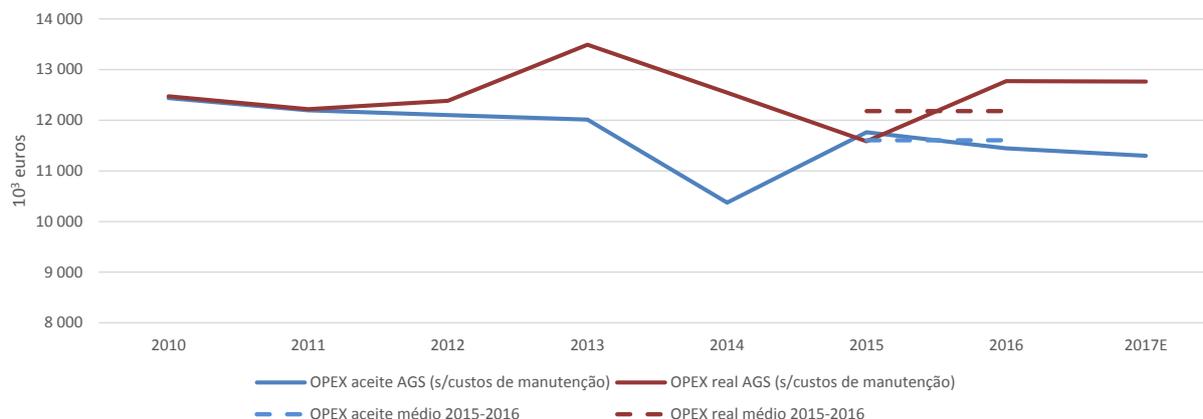
- Descontinuidade geográfica, operando em 9 ilhas que constituem 9 sistemas electroprodutores insolados;
- Inflexibilidade de custos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, devido à elevada componente de custos fixos associados à necessidade de ter pelo menos uma central termoelétrica a operar em cada ilha;
- Tendência de decréscimo de produção própria de energia face ao aumento do nível de penetração de energia renováveis.

A Figura 5-6 apresenta a evolução do OPEX líquido real da EDA bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE, desde 2010, com base na aplicação das metodologias regulatórias em vigor a cada momento<sup>54</sup>, excluindo a componente de custos, associadas à conservação e manutenção de equipamentos produtivos. É também apresentado o valor médio do OPEX real e aceite dos anos 2015 e 2016. Estes valores encontram-se a preços correntes.

---

<sup>54</sup> A metodologia de *revenue cap* foi implementada em 2012.

Figura 5-6 - Evolução da base de custos



Fonte: EDA, ERSE

Até 2011 os custos de exploração (OPEX) da atividade de AGS da EDA eram regulados por custos aceites em base anual, tendo-se implementado, em 2012, um mecanismo de regulação do OPEX por *revenue cap*. Para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise, os valores de OPEX apenas consideram os custos considerados como controláveis, e incluídos na base de custos para 2018. Assim, excluem-se os seguintes custos:

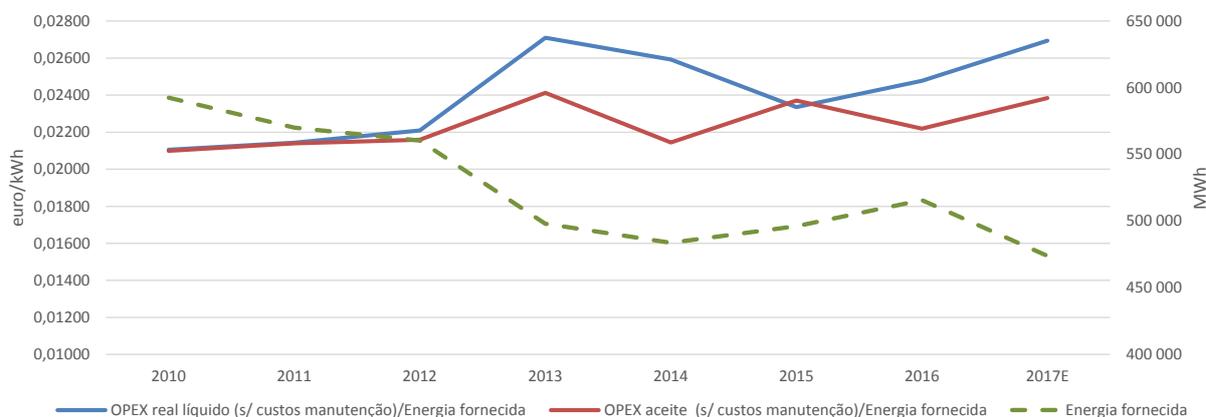
- Combustíveis, lubrificantes e amónia;
- Aquisição de energia a produtores independentes;
- Custos de conservação e manutenção dos equipamentos produtivos;
- Provisões (reforços líquidos de reversões)<sup>55</sup>;
- Custos com a aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

A Figura 5-6 permite observar que na EDA, desde 2012, altura em que foi implementada uma regulação por *revenue cap*, o valor do OPEX aceite pela ERSE é inferior ao OPEX real, com exceção do ano de 2015, primeiro ano do período regulatório 2015-2017, em que se reajustou a base de custos.

Procedeu-se, igualmente, à análise da evolução dos custos unitários, reais e aceites, da EDA tendo em conta a energia fornecida, conforme é apresentado na Figura 5-7.

<sup>55</sup> Os custos associados ao valor líquido do reforço e reversão de provisões deixou, em 2018, de ser considerado na base de custos uma vez que se reveste de alguma volatilidade e imprevisibilidade.

**Figura 5-7 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia fornecida**



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se que com a quebra ocorrida na produção própria da EDA, no ano de 2013, os OPEX unitários real e aceite apresentam, como seria espectável, crescimentos acentuados situando-se nos valores mais elevados do período em análise. Entre 2015 e 2016 a energia fornecida pela EDA apresentou um acréscimo de 4%, voltando a inverter a tendência entre 2016 e 2017 (valor estimado) com uma redução de 8%. Os custos unitários reais da atividade de AGS da EDA crescem, entre 2015 e 2016 cerca de 6% e entre 2016 e 2017 estima-se um crescimento de 9%. No mesmo período, os custos unitários aceites decresceram 6% entre 2015 e 2016, aumentado 7% entre 2016 e 2017. Verifica-se, pois, que a volatilidade da evolução dos custos reais unitários explica-se, em parte, pela variação da energia fornecida.

### BASE DE CUSTOS

Pela análise do desempenho da EDA verificou-se que a empresa ficou aquém das metas de eficiência impostas pelo regulador, para o período 2015-2017, não conseguindo atingir as metas propostas e em alguns anos distanciando-se dos objetivos.

Contudo, o crescimento dos custos reais de operação ocorrido em 2016 explica-se parcialmente pela reposição dos cortes salariais que haviam ocorrido em 2011 face às decisões do Governo Português resultantes do Programa de Assistência Económica e Financeira ao país. Neste quadro, a nova base de custos resulta da conjugação do nível de desempenho alcançado pela empresa no decorrer deste período regulatório e do nível de custos que o regulador tinha definido como meta para a empresa.

Como tal, a base de custos para 2018, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Média dos custos reais, acrescidos do diferencial de gastos com pessoal previstos para 2018, e dos custos aceites da EDA nos anos de 2015 e de 2016, líquidos de proveitos, de custos de manutenção

e de ajustamentos de preços de transferência. Os valores são atualizados para 2018, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X)<sup>56</sup>.

Esta metodologia foi aplicada face ao previsível acréscimo em 2018 dos gastos com pessoal derivado à reposição por imposição legislativa, aos colaboradores de salários e outras regalias salariais que haviam estado suspensas entre os anos de 2011 e 2016, em conformidade com a legislação vigente àquelas datas. Todavia, sendo estas empresas sujeitas a regulação económica que procura emular situações de ótimo económico, não se pode deixar de considerar que esses gastos são, em parte, controláveis pelas empresas. Nesse contexto, a ERSE antecipou os acréscimos salariais espectáveis para 2018, internalizando-os, parcialmente, nas bases de custos de cada atividade.

A Figura 5-8 resume a metodologia de apuramento da base de custos da atividade de AGS.

**Figura 5-8 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS**

(valores em milhares de euros)

	2015	2016	2017 est	2018 prev
Custos reais/estimados <sup>(1)</sup> (sem custos de manutenção) (10 <sup>3</sup> euros)	14 002	15 440	12 764	14 336
Ajustamento preços transferência (em 10 <sup>3</sup> euros)	11	10		
Média dos custos reais e aceites de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência		13 157		
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	2,18%	0,82%	2,20%	1,08%
Fator X		3,50%	3,50%	3,5%
Proveitos aceites pela ERSE (sem custos de manutenção) (em 10 <sup>3</sup> euros)	11 761	11 446	11 297	12 671
diferença aceite - real	-2 241	-3 994	-1 467	-1 665

Base de custos - média dos custos reais e aceites de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência, atualizados para 2018 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB - X)

Nota: (1) Ao nível dos custos reais, estimados e previstos foram considerados os gastos com pessoal previstos pela EDA para 2018.

Fonte: ERSE, EDA

## FATOR DE EFICIÊNCIA

A definição de fatores de eficiência para a atividade de AGS das Regiões Autónomas, face à inexistência de um *benchmarking* comparável, atende genericamente às análises de desempenho efetuadas, bem como às especificidades em que cada empresa, EDA e EEM, desenvolvem a sua atividade.

<sup>56</sup> Para a atualização foi utilizada a metodologia de evolução dos OPEX definida no Regulamento Tarifário, ou seja, IPIB medido pela variação terminada no final primeiro semestre do ano t-1, com os fatores de eficiência aplicados à atividade no período regulatório 2015-2017.

Neste sentido, foi efetuada uma comparação entre as atividades reguladas nas duas Regiões Autónomas apresentado no ponto 5.1.

As análises efetuadas revelam, para a atividade de AGS, que:

- A EDA é eficiente em 2015 não pela melhoria de esforço endógeno na redução de OPEX, mas em reflexo do ajustamento da base de custos para o período regulatório iniciado em 2015;
- A EDA não cumpriu a meta de eficiência imposta pelo regulador quando procede à reposição dos cortes salariais no ano de 2016;
- A instabilidade ocorrida ao nível da evolução dos custos torna difícil traçar uma trajetória de crescimento dos mesmos. Este facto é mais premente quando se verifica que a partir de 2016 procedeu-se à reposição dos cortes salariais ocorridos em 2011.

Face ao exposto, de modo a garantir o esforço da empresa de diminuição dos custos que cresceram sobretudo por via da reposição dos cortes salariais, a par da revisão em baixa da base de custos, procedeu-se à fixação de um fator de eficiência equivalente ao valor correspondente ao fator de progresso tecnológico, que equivale a 1,5%.

#### 5.2.1.1 PARÂMETROS

O Quadro 5-3 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2018-2020, base de custos em 2018 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2019 e de 2020. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2018 e 2020, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Opex líquido}_t = \text{Opex líquido}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t)$$

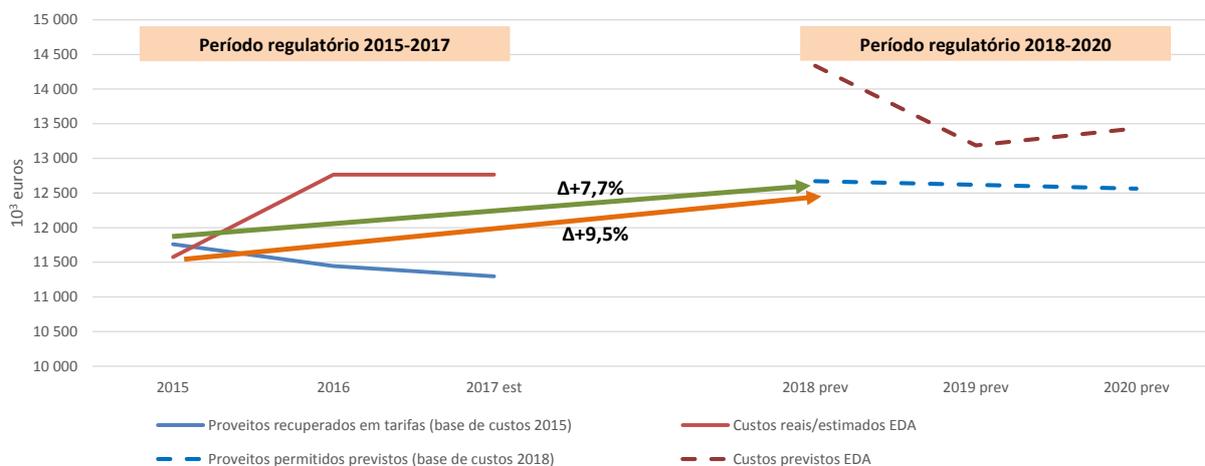
**Quadro 5-3 - Parâmetros da AGS**

AGS	período regulatório 2015-2017	2018	2019	2020
Componente fixa (milhares de EUR)		12 671		
Fator de eficiência	3,50%		1,50%	1,50%

Fonte: ERSE, EDA

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 5-9.

Figura 5-9 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se que a base de custos para 2018 é superior em cerca de 7,7% à base de custos fixada no período regulatório anterior, e superior em 9,5% face ao custo real de 2015, sendo, contudo, inferior em cerca de 0,7% face ao custo verificado em 2016.

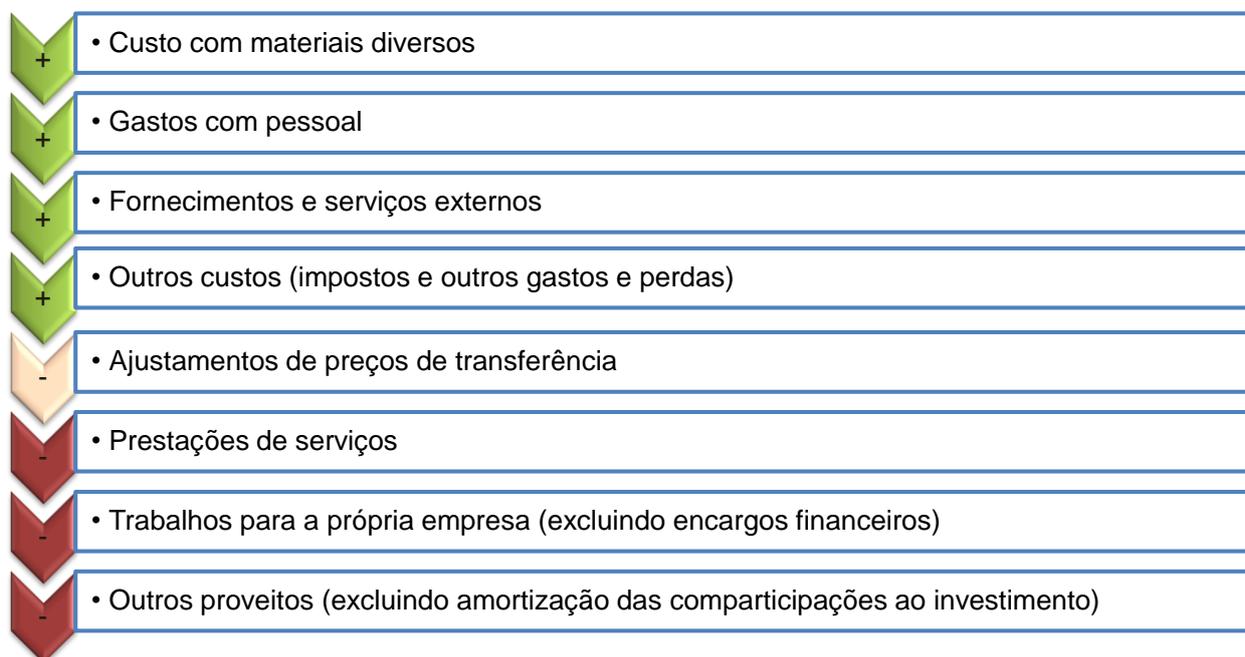
## 5.2.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período regulatório 2018-2020 mantém-se a metodologia de regulação do OPEX dos dois períodos regulatórios anteriores, assente num *price cap*, com uma componente de custos fixos. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2018, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2019 e 2020.

### ANÁLISE DE DESEMPENHO

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2018, no que respeita à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, consideraram-se as rubricas apresentadas na Figura 5-10:

**Figura 5-10 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE**



Nota: Os ajustamentos de preços de transferência são custos que a ERSE após a análise dos *dossiers* de preços de transferência decidiu não aceitar para serem recuperados pelas tarifas.

Fonte: ERSE

Definidas as componentes que fazem parte do OPEX líquido, procedeu-se à determinação da base de custos a ser considerada para o novo período regulatório, através da avaliação de desempenho, comparando o OPEX líquido que fora aceite pela ERSE relativamente ao período regulatório anterior de 2015-2017<sup>57</sup>, com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX) para que se efetive um controlo da atividade operacional da empresa regulada.

Refira-se que a atividade da EDA assenta em características específicas que influenciam diretamente a sua estrutura de custos de exploração líquida de proveitos, nomeadamente:

- Descontinuidade geográfica;
- Tendência de ligeira recuperação ao nível da energia distribuída durante o período regulatório 2015-2017.

A Figura 5-11 apresenta, para o total da atividade de DEE e por nível de tensão, a evolução do OPEX líquido real da EDA, desde 2012, bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na

<sup>57</sup> Valor-referência de OPEX líquido que a empresa regulada deve considerar como sendo o montante máximo de custos que deve incorrer na sua atividade operacional

aplicação da metodologia de regulação implementada. É também apresentado o valor médio do OPEX real e aceite dos anos 2015 e 2016. Estes valores encontram-se a preços correntes.

**Figura 5-11 - Evolução da base de custos**



Fonte: ERSE, EDA

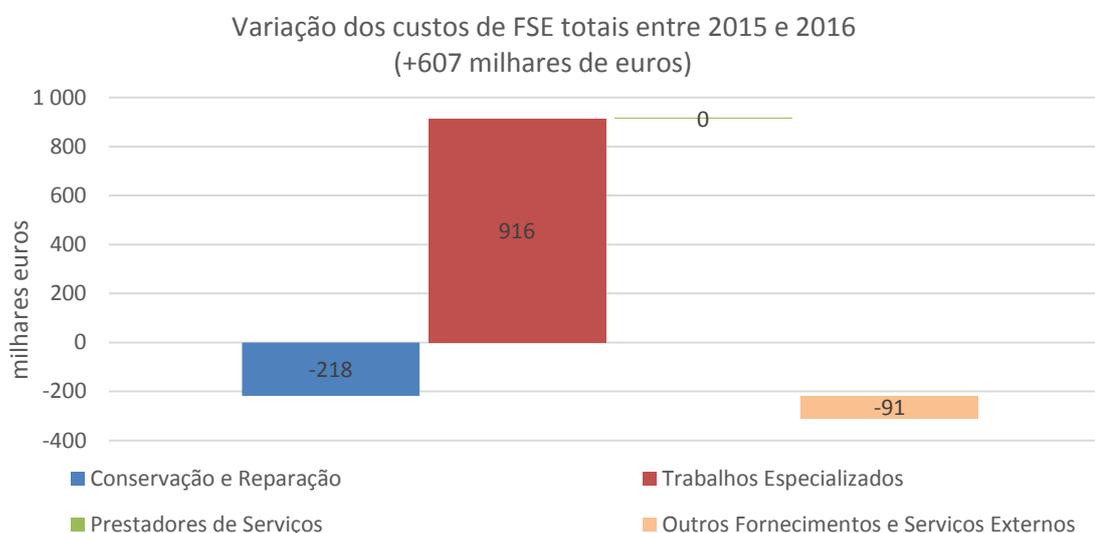
Recorde-se que até 2008 os custos de OPEX da atividade de DEE da EDA eram regulados por custos aceites em base anual, tendo-se implementado, em 2009, um mecanismo de regulação do TOTEX (OPEX+CAPEX) por *revenue cap*. No período regulatório 2012-2014 foi implementada uma regulação por *price cap* com uma componente de custos fixos. Esta metodologia manteve-se no período regulatório 2015-2017.

A Figura 5-11 permite observar que entre 2012 e 2014, o OPEX real foi inferior ao OPEX aceite pela ERSE invertendo-se a tendência em 2015. Numa análise por nível de tensão pode-se constatar que essa situação verifica-se, também, para a BT enquanto ao nível da MT ocorreu em 2014 uma inversão da tendência, passando os custos reais a serem superiores aos custos aceites. Nesta análise não são considerados os custos associados ao valor líquido do reforço e reversão de provisões que deixou de ser considerado na base de custos uma vez que se reveste de alguma volatilidade e imprevisibilidade.

O crescimento dos custos reais observado entre os anos de 2015 e de 2016 (últimos dois anos com valores fechados) deveu-se essencialmente pelo acréscimo verificado ao nível das rubricas de Fornecimentos e Serviços Externos e de Gastos com Pessoal.

Ao nível dos Fornecimentos e Serviços Externos a custos totais o acréscimo foi de cerca de 607 milhares de euros, com especial destaque para a rubrica de trabalhos de especializados, conforme é possível observar na Figura 5-12. Não considerando os Trabalhos para a Própria Empresa o acréscimo foi sensivelmente idêntico ascendendo a 598 milhares de euros.

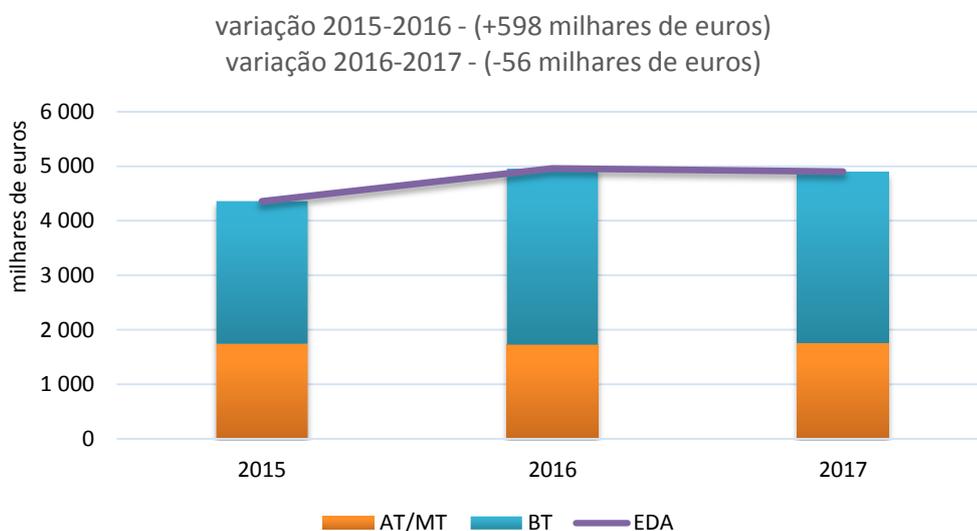
**Figura 5-12 - Evolução da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos a custos totais entre 2015 e 2016 – atividade de DEE**



Fonte: ERSE, EDA

O acréscimo ocorrido ao nível dos trabalhos especializados deve-se essencialmente à implementação de novos projetos relacionados com sistemas de informação. Considerando a estimativa para o ano de 2017 verifica-se que os Fornecimentos e Serviços Externos a custo diretos, após o acréscimo ocorrido entre 2015 e 2016, poderá apresentar um ligeiro decréscimo entre 2016 e 2017 (-56 milhares de euros) (ver Figura 5-13).

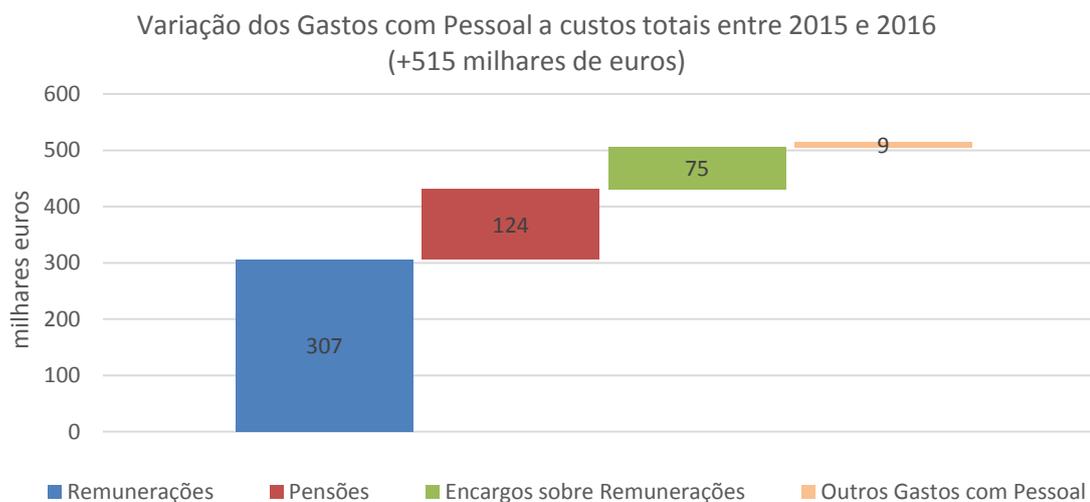
**Figura 5-13 - Evolução da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos a custos diretos entre 2015 e 2017 – atividade de DEE**



Fonte: ERSE, EDA

Ao nível dos Gastos com Pessoal a custos totais verifica-se entre 2015 e 2016 um acréscimo de 515 milhares de euros, assente essencialmente nas rubricas de remunerações e de pensões conforme se pode observar na Figura 5-14. Não considerando os Trabalhos para a Própria Empresa a variação dos Gasto com Pessoal a custos diretos foi de um acréscimo de 835 milhares de euros.

**Figura 5-14 - Evolução da rubrica de Gastos com Pessoal a custos totais entre 2015 e 2016 – atividade de DEE**

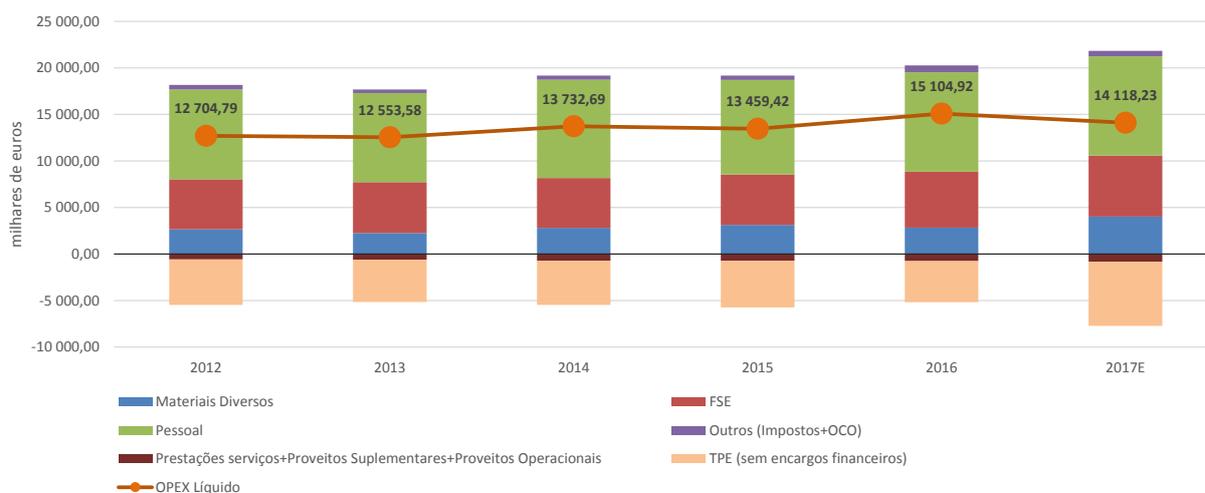


Fonte: ERSE, EDA

O aumento verificado ao nível dos Gastos com Pessoal a custos totais<sup>58</sup> em 2016 resulta, por um lado, da reposição dos vencimentos<sup>59</sup> face aos cortes ocorridos em 2011 por via das decisões do Governo Português resultantes do Programa de Assistência Económica e Financeira ao país e, por outro lado, de uma contribuição extraordinária efetuada em 2016 para o fundo de pensões. Para 2017 estima-se a manutenção dos Gastos com Pessoal ao mesmo nível de 2016.

Em termos globais a evolução dos custos líquidos de proveitos da EDA é apresentada na Figura 5-15. Verifica-se que para o período em análise o nível de custos da EDA, em termos líquidos, atingiu o valor máximo em 2016, estimando-se uma redução de cerca de 1 milhão de euros para 2017. Contudo esta redução advirá, essencialmente, do aumento em cerca de 1,1 milhões de euros de imputações de Gastos com Pessoal a investimento por via dos Trabalhos para a Própria Empresa, e que não pode ser entendida como uma redução efetiva dos custos uma vez que depende do nível e tipo de investimentos efetuados em cada ano.

**Figura 5-15 - Evolução dos custos de exploração da atividade de DEE**

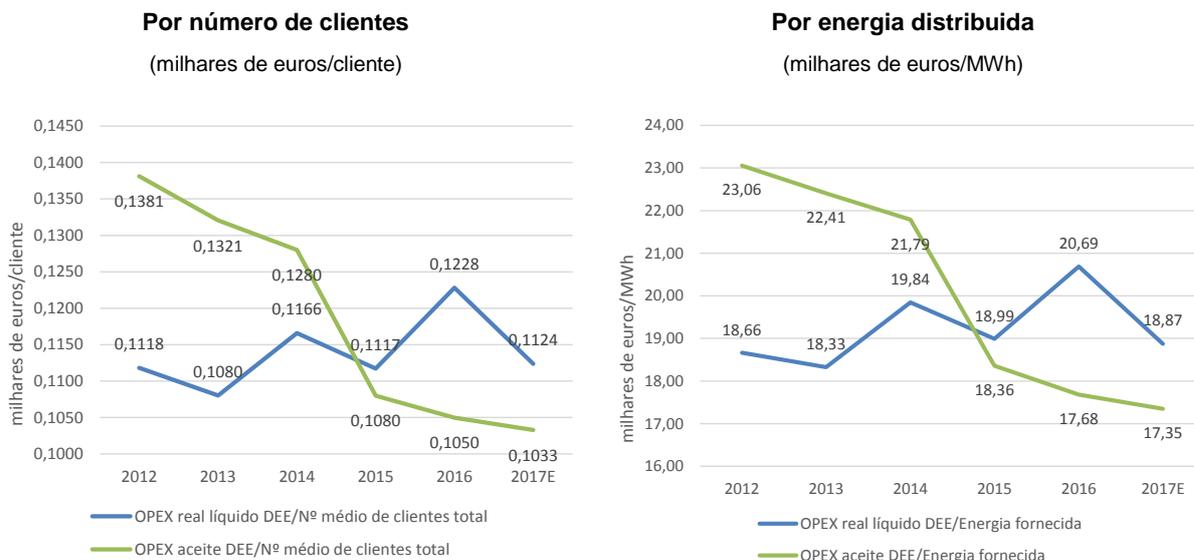


Procedeu-se, também à análise da evolução dos custos unitários da EDA tendo em conta os indutores de custo que têm sido utilizados nos períodos regulatórios anteriores, a energia fornecida e o número médio de clientes. A Figura 5-16 apresenta essa análise.

<sup>58</sup> A análise à evolução dos Gastos com Pessoal foi efetuada a custos totais pois o valor que é imputado a Trabalhos para a Própria Empresa e bastante volátil dependendo do nível e tipo de investimentos efetuados em cada ano.

<sup>59</sup> Prevista por Lei / Decreto Legislativo Regional.

**Figura 5-16 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE**



Fonte: ERSE, EDA

Conclui-se que em termos de OPEX unitário, a EDA não cumpriu a meta de eficiência imposta no período regulatório 2015-2017, tendo invertido a tendência ocorrida no período regulatório 2012-2014. O rácio OPEX/Cliente da EDA aumenta aproximadamente 9,9% de 2015 para 2016 e o rácio OPEX/Cliente aceite pela ERSE é reduzido em aproximadamente 2,8% de 2015 para 2016. Em consequência, o aumento de OPEX da empresa de 2015 para 2016 foi superior ao imposto pelo regulador no mesmo período em 12,7 p.p..

O rácio OPEX/Energia Fornecida da EDA aumentou aproximadamente 8,9% de 2015 para 2016 e o rácio OPEX/Energia Fornecida aceite pela ERSE é reduzido em aproximadamente 3,7% de 2015 para 2016. Neste caso, o aumento de OPEX da empresa de 2015 para 2016 foi superior à imposta pelo regulador no mesmo período em 12,6 p.p.. Anulando o efeito de aumento da energia distribuída, de 2015 para 2016 o aumento do rácio OPEX/Energia Fornecida seria de 12,8%.

#### BASE DE CUSTOS

A Figura 5-11 permite verificar que a empresa ficou aquém das metas de eficiência impostas pelo regulador, para o período 2015-2017, revelando incapacidade para atingir as metas propostas e distanciando-se dos objetivos, a partir do momento em que ocorreram a reposição dos cortes salariais efetuados em 2011.

Desta forma a ERSE optou, na definição da base de custos para 2018, implementar uma metodologia que permita uma partilha equitativa do desempenho da empresa face às metas estabelecidas pelo regulador entre a empresa e os consumidores. Na base desta decisão estão:

- A reposição dos cortes salariais que haviam ocorrido em 2011 face às decisões do Governo Português resultantes do Programa de Assistência Económica e Financeira ao país, e cujo impacte está refletido nas contas da EDA nos anos de 2016 e de 2017;
- Acréscimo ocorrido em 2016 ao nível da rubrica de Fornecimentos e Serviços Externos que em 2017 volta a baixar posicionando-se ao mesmo nível de 2015.

Assim, a base de custos para 2018, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Média dos custos reais, acrescidos do diferencial de gastos com pessoal previstos para 2018, e dos custos aceites da EDA nos anos de 2015 e de 2016, líquidos de proveitos e de ajustamentos de preços de transferência. Os valores são atualizados para 2018, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X)<sup>60</sup>.

Esta metodologia foi aplicada face ao previsível acréscimo em 2018 dos gastos com pessoal derivado à reposição por imposição legislativa, aos colaboradores de salários e outras regalias salariais que haviam estado suspensas entre os anos de 2011 e 2016, em conformidade com a legislação vigente àquelas datas. Todavia, sendo estas empresas sujeitas a regulação económica que procura emular situações de ótimo económico, não se pode deixar de considerar que esses gastos são, em parte, controláveis pelas empresas. Nesse contexto, a ERSE antecipou os acréscimos salariais espectáveis para 2018, internalizando-os, parcialmente, nas bases de custos de cada atividade.

A Figura 5-17 resume a metodologia de apuramento da base de custos da atividade de DEE.

---

<sup>60</sup> Para a atualização foi utilizada a metodologia de evolução dos OPEX definida no Regulamento Tarifário, ou seja, IPIB medido pela variação terminada no final primeiro semestre do ano t-1, com os fatores de eficiência aplicados à atividade no período regulatório 2015-2017.

Figura 5-17 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de DEE

(valores em milhares de euros)

AT/MT	2015 2016 2017 est			2018 prev
	Custos reais/estimados (sem custos de manutenção) (10 <sup>3</sup> euros)	5 436	5 632	
Ajustamento preços transferência (em 10 <sup>3</sup> euros)	2	2		
Média dos custos reais e aceites de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência	5 173			
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	2,18%	0,82%	2,20%	1,08%
Fator X		2,00%	2,00%	2,0%
Proveitos aceites pela ERSE (sem custos de manutenção) (em 10 <sup>3</sup> euros)	4 837	4 790	4 801	5 135
diferença aceite - real	-599	-842	-505	-425
<b>BT</b>				
	2015 2016 2017 est			0
Custos reais/estimados (sem custos de manutenção) (10 <sup>3</sup> euros)	8 024	8 638	8 812	8 866
Ajustamento preços transferência (em 10 <sup>3</sup> euros)	4	3		
Média dos custos reais e aceites de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência	8 237			
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	2,18%	0,82%	2,20%	1,08%
Fator X		2,00%	2,00%	2,0%
Proveitos aceites pela ERSE (sem custos de manutenção) (em 10 <sup>3</sup> euros)	8 175	8 119	8 176	8 177
diferença aceite - real	151	-518	-636	-689

Base de custos - média dos custos reais e aceites de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência, atualizados para 2018 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB - X)

Base de custos - média dos custos reais e aceites de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência, atualizados para 2018 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB - X)

Fonte: ERSE, EDA

Para além da desagregação por nível de tensão, é igualmente necessário ter em consideração para efeitos de cálculo do OPEX aceite pela ERSE para o período regulatório 2018-2020 os seguintes aspetos:

- Repartição das ponderações a considerar entre a componente fixa e a componente variável constituinte do OPEX;
- Repartição das ponderações a considerar para cada indutor de custo dentro da componente variável constituinte do OPEX.

Nos períodos regulatórios anteriores atribuiu-se uma ponderação de 50% para a componente fixa de custos. Esta componente fixa tem um peso importante na generalidade dos estudos académicos levados a cabo para efeitos de estudos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Os remanescentes 50% atribuídos para a componente variável foram repartidos equitativamente entre energia fornecida (25%) e número médio de clientes (25%). A literatura económica enfatiza ambas as variáveis como sendo

importantes indutores de custos (ver, entre outros autores, Culmann and Von Hirschhausen, 2008, Blázquez-Gómez e Grifell-Tatjé, 2011, Kuosmanen, 2012, Dai e Kuosmanen, 2014, Azevedo et al, 2015 e Mullarkey et al, 2015).

Deste modo a ERSE manterá para o período regulatório 2018-2020 os indutores de custo utilizados nos dois períodos regulatórios anteriores, energia fornecida e número médio de clientes, bem como a repartição de peso de cada componente do OPEX, 50% para a parte fixa, 25% para a parte variável em função do número de clientes e 25% para a parte variável em função da energia fornecida. Na base desta escolha estão também os seguintes fatores:

- A escolha da energia fornecida como indutor de custos permite equilibrar o risco regulatório entre empresa e consumidor;
- O número médio de clientes é uma variável menos volátil o que permite dar um sinal regulatório para redução dos custos mais evidente.

#### **META DE EFICIÊNCIA E ÍNDICE DE MALMQUIST**

Neste ponto recorre-se ao cálculo do Índice de Malmquist como elemento suplementar de suporte à decisão da meta de eficiência. Recorde-se que o Índice de Malmquist (MPI) é um indicador da variação da Produtividade Total dos Fatores (PTF) de uma *Decision Making Unit* (DMU). Este é calculado no contexto de rendimentos constantes à escala e a evolução deste indicador pode dever-se a (i) progresso/retrocesso tecnológico do setor de atividade do momento  $t$  para o momento  $t + 1$  (designado por *frontier shift index effect*), (ii) alterações no nível de eficiência técnica de uma DMU do momento  $t$  para o momento  $t+1$  (designado por *catch up index effect*). Este índice constitui, deste modo, uma média geométrica de variáveis que permitem incorporar informação relativa a fronteiras de eficiência referentes a dois momentos de tempo distintos.

Valores superiores à unidade significam que a Produtividade Total dos Fatores (PTF) aumentou, enquanto valores inferiores a um representam um decréscimo da Produtividade Total dos Fatores (PTF). O valor unitário significa que a Produtividade Total dos Fatores (PTF) da empresa ou setor se manteve inalterada.

Note-se que esta decomposição do Índice de Malmquist baseia-se no pressuposto de rendimentos constantes à escala, isto é, que não é imposta qualquer restrição no sentido de tomar em conta a escala de operação das DMU.

Contudo, atendendo às características da amostra em estudo, é recomendável introduzir essa restrição, introduzindo efeitos escala no modelo. Nesse caso, o designado *catching up effect* pode ainda ser decomposto em (i) *pure efficiency change effect*, que mede as alterações no nível de eficiência técnica de uma DMU do momento  $t$  para o momento  $t+1$  no âmbito de um modelo em rendimentos variáveis à

escala<sup>61</sup>; e (ii) *scale efficiency change*, que afere a evolução da DMU no que respeita à utilização ou não de uma escala ótima.

À luz do exposto, calculou-se este indicador para a EEM com recurso ao STATA 13. Na análise desenvolvida, o momento t corresponde aos dados relativos ao ano de 2014 enquanto o momento t+1 corresponde aos valores do ano de 2015. Note-se ainda que para efeitos do cálculo do Índice de Malmquist adotaram-se como *outputs* e *input* os considerados no modelo adotada na metodologia DEA apresentada no ponto 5.1.

Os resultados obtidos encontram-se no seguinte quadro:

**Quadro 5-4 - Resultados do Modelo – Todas Empresas**

Empresa	Total Factor Productivity Change	Efficiency Change Effect	Technical Efficiency Effect	Pure Technical Efficiency Effect	Scale Efficiency Effect
EDA	1,035	1,019	1,016	1,011	1,008

Considerando a informação da tabela anterior, verifica-se que o *pure technical efficiency change effect* da EDA é 1,011 indicando que num modelo com rendimentos variáveis à escala, a empresa apresenta um nível de eficiência técnica (performance de gestão eficiente<sup>62</sup>) de 2014 para 2015 na ordem dos 1,1%. Este resultado é consistente com as conclusões apresentadas na análise do *benchmarking* da distribuição apresentada no ponto 5.1, onde se verificou uma ligeira melhoria do nível de eficiência relativo da EDA de 2014 para 2015. Adicionalmente, também se observa para a EDA uma eficiência na ordem dos 0,8% no que concerne à escala de operações (eficiência de escala).

Em resultado, desta situação, verifica-se que o *efficiency change effect* da EDA (que incorpora o *pure technical efficiency effect* e o *scale efficiency effect*) ascende a 1,019. Tal significa que num modelo com rendimentos constantes à escala (tal como o descrito no documento de parâmetros do período regulatório anterior) verifica-se um *catching up effect*. Este impacto, no contexto do modelo de rendimentos constantes à escala, é justificado por uma melhoria efetiva do nível da eficiência técnica de EDA fonte de dois efeitos de melhoria dos níveis de eficiência das duas componentes anteriormente referidas: melhoria da *pure technical efficiency effect* e melhoria na eficiência de escala das operações (*scale efficiency effect*) segundo os resultados obtidos para as diferentes componentes do Índice de Malmquist.

<sup>61</sup> Recorde-se que os modelos com rendimentos constantes à escala tomam em conta as diferenças na escala das DMU consideradas para efeitos de determinação da fronteira de eficiência.

<sup>62</sup> O *pure technical efficiency change effect* mede a eficiência técnica excluindo o efeito das economias de escala (eficiência de escala) e, desta forma, puramente reflete a performance da gestão da empresa no processo de organização dos *inputs* no processo produtivo (Kumat e Gulati, 2008).

Deve ainda sublinhar-se que, parte dos ganhos da PTF registado pela EDA fica a dever-se a progresso tecnológico, dado que a empresa regista um *frontier shift effect* de 1,6%.

#### FATOR DE EFICIÊNCIA

Face às particularidades em que a EDA desenvolve as suas atividades, e com base nas análises DEA efetuadas, não obstante o facto da literatura sobre a atividade de Distribuição de Energia Elétrica poder ser aplicável também à atividade da EDA, as análises de desempenho efetuadas, bem como às especificidades em que cada empresa desenvolve a sua atividade assumem fatores de ponderação importantes na definição das metas de eficiência a aplicar a cada empresa.

Neste sentido, foi efetuada, uma comparação entre as atividades reguladas nas duas Regiões Autónomas apresentado no capítulo 5.1.

As análises efetuadas revelam, para a atividade de DEE, que:

- No período regulatório 2015-2017 a EDA, na globalidade da atividade de DEE, aumentou a seus custos reais, relativamente ao período regulatório anterior, por razões que configuram um novo patamar de custos (reposição de níveis salariais), como também situações pontuais (implementação de novos sistemas de informação)
- Numa análise aos custos reais unitários por cliente e por energia distribuída, verificou-se, também, um aumento entre 2015 e 2016 de, 9,9% e de 8,9%, respetivamente;
- Os custo reais da atividade de DEE foram superiores aos aceites pela ERSE, situação inversa à ocorrida no período regulatório anterior;
- A base de custos para o período regulatório 2018-2020 foi ajustada em função da média dos custos reais e aceites de 2015 e de 2016 (últimos anos de contas fechadas e auditadas), resultando numa revisão em alta, comparativamente aos valores aceites pela ERSE no período regulatório 2015-2017.
- As análises DEA revelam que a EDA situa-se no 4º quartil de eficiência quer na análise de rendimentos constantes à escala quer na análise de rendimentos variáveis à escala.

Deste modo, há evidências que a EDA tem na atividade de DEE margem para reduzir os custos de exploração ajustando-se às metas de eficiência impostas pelo regulador. Assim, decidiu-se aumentar, a meta de eficiência 2% para 3%.

5.2.2.1 PARÂMETROS

O Quadro 5-5 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2018-2020, base de custos em 2018 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2019 e de 2020. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2019 e 2020, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

**Custos operacionais líquidos de outros proveitos**  $t =$  Parte Fixa  $t-1 * (1 + \text{IPIB } t-1 - X_t) +$  Parte variável com energia  $t-1 * (1 + \text{IPIB } t-1 - X_t) * \text{Energia fornecida } t +$  Parte variável com clientes  $t-1 * (1 + \text{IPIB } t-1 - X_t) * \text{Número médio de clientes } t$

Quadro 5-5 - Parâmetros da DEE

DEE - AT/MT	período regulatório 2015-2017	2018	2019	2020
Componente fixa (milhares de EUR)		2 568		
Fator de eficiência custos fixos	2,00%		3,00%	3,00%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,00452		
Fator de eficiência energia fornecida	2,00%		3,00%	3,00%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)		1,67485		
Fator de eficiência nº médio de clientes	2,00%		3,00%	3,00%

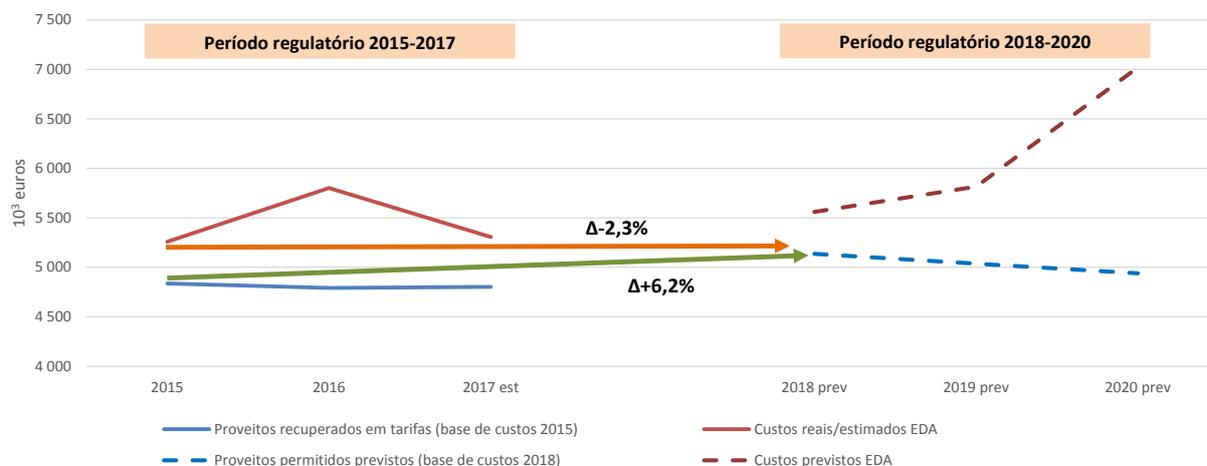
  

DEE - BT	período regulatório 2015-2017	2018	2019	2020
Componente fixa (milhares de EUR)		4 089		
Fator de eficiência custos fixos	2,00%		3,00%	3,00%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,00448		
Fator de eficiência energia fornecida	2,00%		3,00%	3,00%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)		0,01654		
Fator de eficiência nº médio de clientes	2,00%		3,00%	3,00%

Fonte: ERSE, EDA

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 5-18 e Figura 5-19.

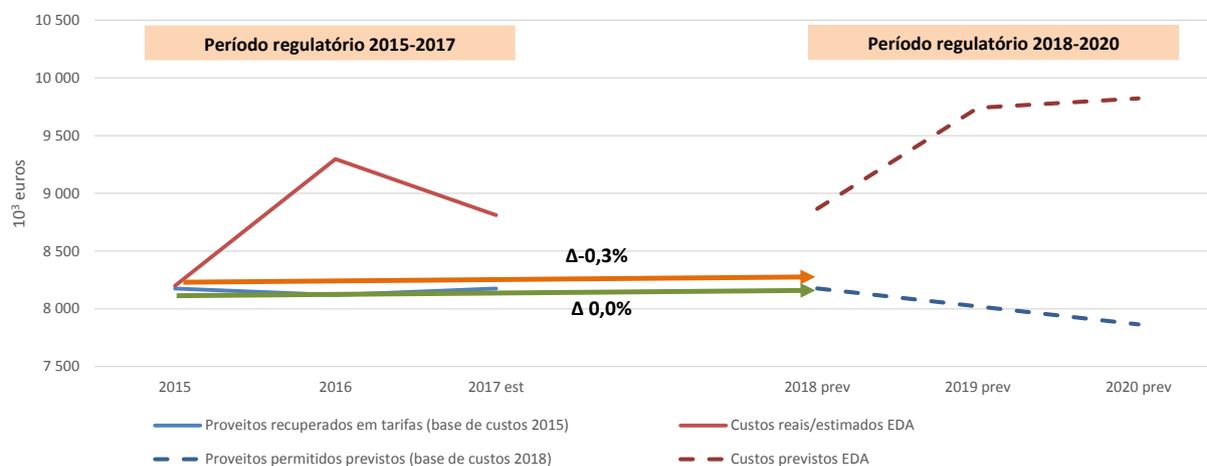
Figura 5-18 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em AT/MT



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se ao nível da AT/MT que a base de custos para 2018 é superior em cerca de 6,2% à base de custos fixada no período regulatório anterior e inferior em cerca de 2,3% face ao valor ocorrido em 2015 e em 11,5% face ao corrido em 2016.

Figura 5-19 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em BT



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se que a base de custos para 2018 é idêntica à base de custos fixada no período regulatório anterior e inferior em 0,3% face ao valor ocorrido em 2015 e em 12,1% face ao corrido em 2016.

## 5.3 EEM

### ENQUADRAMENTO

O início da regulação, por parte da ERSE, da concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira (EEM) ocorreu em 2003. No quadro da revisão regulamentar ocorrida em 2011 face ao conhecimento adquirido pela ERSE desde o alargamento das suas competências às Regiões Autónomas, as metodologias de regulação das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) da EEM foram alteradas.

Após proceder à avaliação dos resultados das metodologias de regulação aplicadas nos períodos de regulação 2012-2014 e 2015-2017, a ERSE decidiu mantê-las, consolidando-as, para o período regulatório 2018-2020.

Em traços gerais, as metodologias de regulação são as seguintes:

- Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:
  - Ao nível dos custos de exploração, OPEX<sup>63</sup>; controláveis líquidos de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise aos *dossiers* de preços de transferência é aplicado um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência;
  - Os custos com conservação e manutenção de equipamentos de produção são aceites fora do âmbito do *revenue cap* e não estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência;
  - Os custos com aquisição de energia e custos com combustíveis são aceites fora do *revenue cap*. No caso dos últimos está implementado um mecanismo de custos de referência aplicado às componentes de custos com fuelóleo e gasóleo;
  - No que respeita aos custos com capital, CAPEX<sup>64</sup>, a metodologia de regulação manteve-se inalterada, continuando a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.
- Atividade de Distribuição de Energia Elétrica:
  - Ao OPEX líquido de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise dos *dossiers* de preços de transferência desta atividade é aplicado um mecanismo do tipo *price cap*, com uma componente de custos fixos, e duas componentes variáveis tendo como indutores de custos a energia distribuída e o número médio de clientes;

---

<sup>63</sup> *Operational expenditures*

<sup>64</sup> *Capital expenditures*

- o No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada aplicando-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

Refira-se que o CAPEX das duas atividades tem subjacente uma regulação baseada em custos e investimentos aceites anualmente.

O quadro infra elenca os parâmetros que vigoraram nas atividades de AGS e DEE nos períodos regulatórios anteriores, os quais têm sofrido alterações não só em consequência de um melhor conhecimento por parte do regulador acerca desta atividade, como também em resposta à necessária avaliação do desempenho das empresas.

**Quadro 5-6 - Parâmetros aplicados na EEM (AGS e DEE) nos três últimos períodos regulatórios**

	2009-2011		2012-2014		2015-2017	
	AGS	DEE	AGS	DEE	AGS	DEE
<b>Base de custos</b>	CAPEX: aceite em base anual.	<b>TOTEX:</b> Custo controlável unitário (€/MWh) previsto pela empresa para 2008	<b>OPEX:</b> - Custos reais da EEM de 2011, atualizados para 2012 com base na inflação	<b>OPEX:</b> - Média dos valores reais verificados em 2009 e 2010, atualizados para 2012 com base na expressão (IPIB - X)	<b>OPEX:</b> - Média dos custos reais da EEM de 2012 e 2013, atualizados para 2014 e 2015 com base na expressão (IPIB - X)	<b>OPEX:</b> - Média dos custos reais da EEM de 2012 e 2013, atualizados para 2014 e 2015 com base na expressão (IPIB - X)
<b>Repartição custos fixos e variáveis</b>	<b>OPEX:</b> Valores de Tarifas t = Valores de Tarifas t-1 *(1+IPIB-X) -> X= 1%	100% custos variáveis	100% custos fixos	50% custos fixos 50% custos variáveis	100% custos fixos	50% custos fixos 50% custos variáveis
<b>Indutor de custos</b>	Valores de ajustamento = OPEX aceite não pode ser superior ao valor definido para tarifas	Energia fornecida	n.a.	Número médio de clientes e energia fornecida	n.a.	Número médio de clientes e energia fornecida
<b>Meta de eficiência</b>		% equivalente ao crescimento anual da energia vendida, acrescida de 1 ponto percentual	2,5%	5%	2%	4%

No que diz respeito à atividade de Comercialização de Energia Elétrica as metodologias aplicadas são explicadas no capítulo 6.

### 5.3.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

No período regulatório 2018-2020 manter-se-á a metodologia de regulação do OPEX dos dois períodos regulatórios anteriores, assente num *revenue cap*. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2018, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2019 e 2020.

Para que se possa avaliar o impacto dos parâmetros regulatórios impostos pela ERSE à atividade de AGS, bem como o *modus operandi* da empresa, é crucial a monitorização do seu desempenho ao longo dos últimos anos. A secção infra engloba brevemente esta análise.

#### **ANÁLISE DE DESEMPENHO**

No presente ponto pretende-se fazer uma breve análise ao desempenho da atividade de AGS da EEM, de modo a avaliar em que medida a empresa respondeu às metas regulatórias fixadas pela ERSE. Num contexto de definição de parâmetros para o período regulatório que agora se inicia, esta análise revela-se uma ferramenta estruturante de apoio à decisão do regulador.

Não obstante o breve resumo realizado, a leitura da presente secção deverá ser complementada com o documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico”, que integra o pacote de documentos subjacentes ao processo de Tarifas 2018, bem como a análise comparativa efetuada entre a EDA e a EEM, no capítulo 5.1.

A análise de desempenho consubstancia-se numa comparação entre o OPEX líquido que fora aceite pela ERSE no período regulatório anterior de 2015-2017 (valor-referência de OPEX líquido que a empresa regulada deve considerar como sendo o montante máximo de custos que deve incorrer na sua atividade operacional) com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX) para que se efetive um controlo da atividade operacional da empresa regulada.

A Figura 5-20 apresenta, assim, a evolução do OPEX líquido real da EEM bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE, desde 2009, com base na aplicação das metodologias regulatórias em vigor a cada momento, considerando-se apenas os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos do período regulatório anterior.

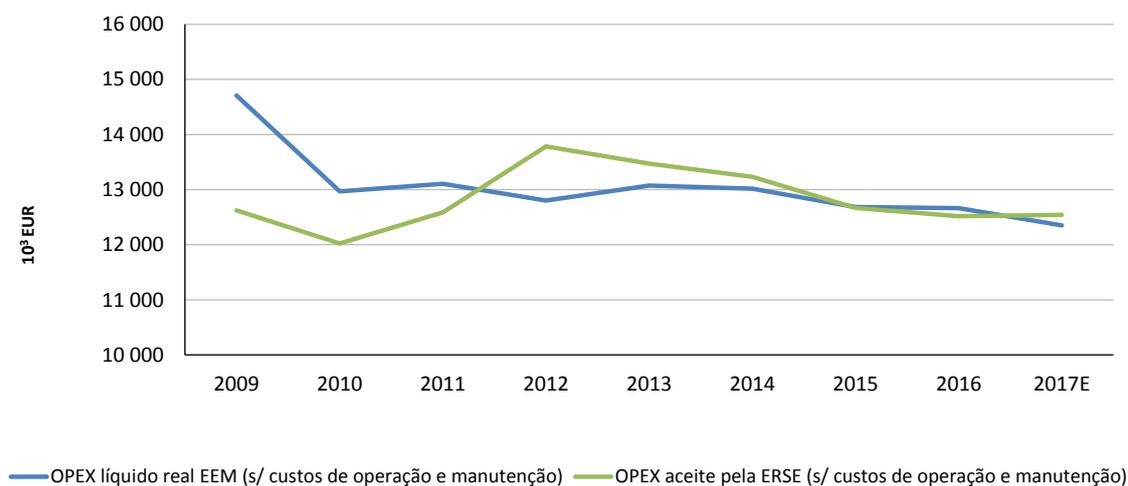
Deste modo, para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise, os valores de OPEX apenas consideram os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos para 2018. Assim, excluem-se os seguintes custos:

- Combustíveis, lubrificantes e amónia;
- Aquisição de energia a produtores independentes;
- Custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos;
- Provisões (reforços líquidos de reversões);
- Custos com a aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

Assim, a presente análise apenas incide sobre uma pequena parcela dos proveitos permitidos da atividade de AGS: os custos de exploração controláveis sujeitos a metas de eficiência representam cerca de 13%

dos custos totais com OPEX. Pese embora os custos com aquisição de fuelóleo, gasóleo e gás natural, bem como os custos com aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> sejam também sujeitos a eficiência, são tratados de forma individualizada.

**Figura 5-20 - Evolução da base de custos (preços correntes)**

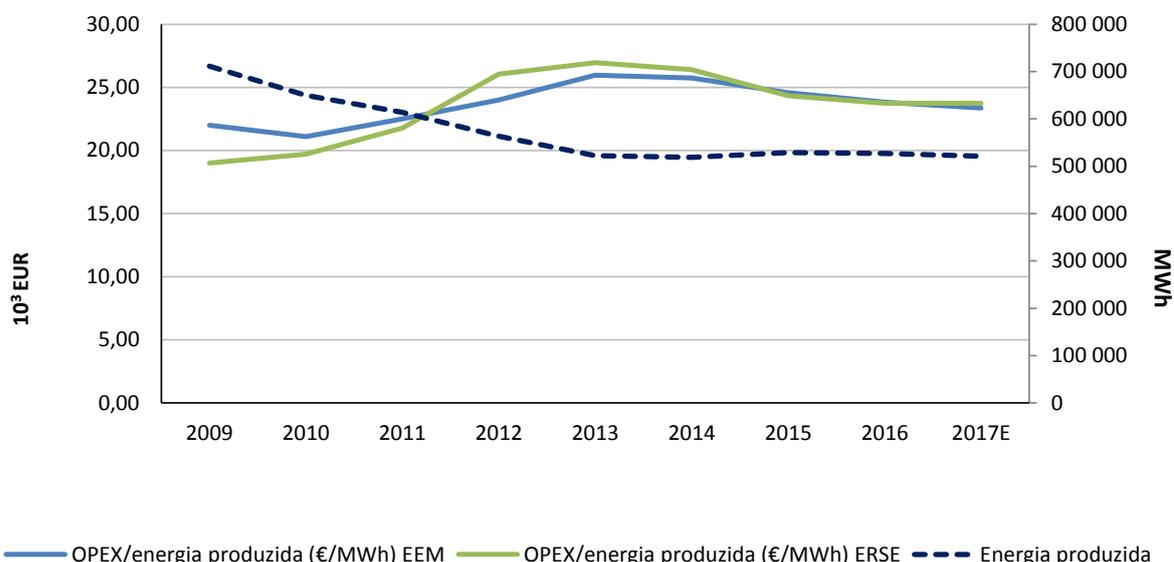


Fonte: ERSE

A Figura 5-20 permite observar que a EEM obteve, nos anos de 2012 a 2014, um nível de OPEX real inferior ao OPEX real aceite pela ERSE, situação que se inverteu a partir de 2015, com a definição de uma nova base de custos.

Procedeu-se, também, à análise da evolução dos custos unitários da EEM tendo em conta a energia produzida (produção própria), apresentada na Figura 5-21.

**Figura 5-21 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia produzida (produção própria)**



Fonte: ERSE

A tendência registada ao nível dos custos de exploração totais verifica-se igualmente no que respeita ao OPEX unitário por energia produzida. No período 2009 a 2013, a produção própria da EEM apresentou quebras sucessivas, tendo-se observado um correspondente aumento dos custos unitários reais da atividade de AGS da EEM. A partir de 2013 regista-se uma estabilização ao nível da produção própria, acompanhada de uma contínua redução dos custos unitários da EEM, o que revelou o esforço da empresa em acompanhar as tendências impostas pelo regulador. Refira-se, ainda, a proximidade entre os valores ERSE aceites em ajustamentos e os valores reais empresa.

O *benchmarking* realizado à atividade de AGS das RA (*cf.* ponto 5.1) evidencia que, em 2016 e em 2017 (valores estimados), a EEM apresenta custos unitários reais (€/MWh) inferiores aos da EDA, invertendo-se a tendência observada na generalidade dos anos anteriores.

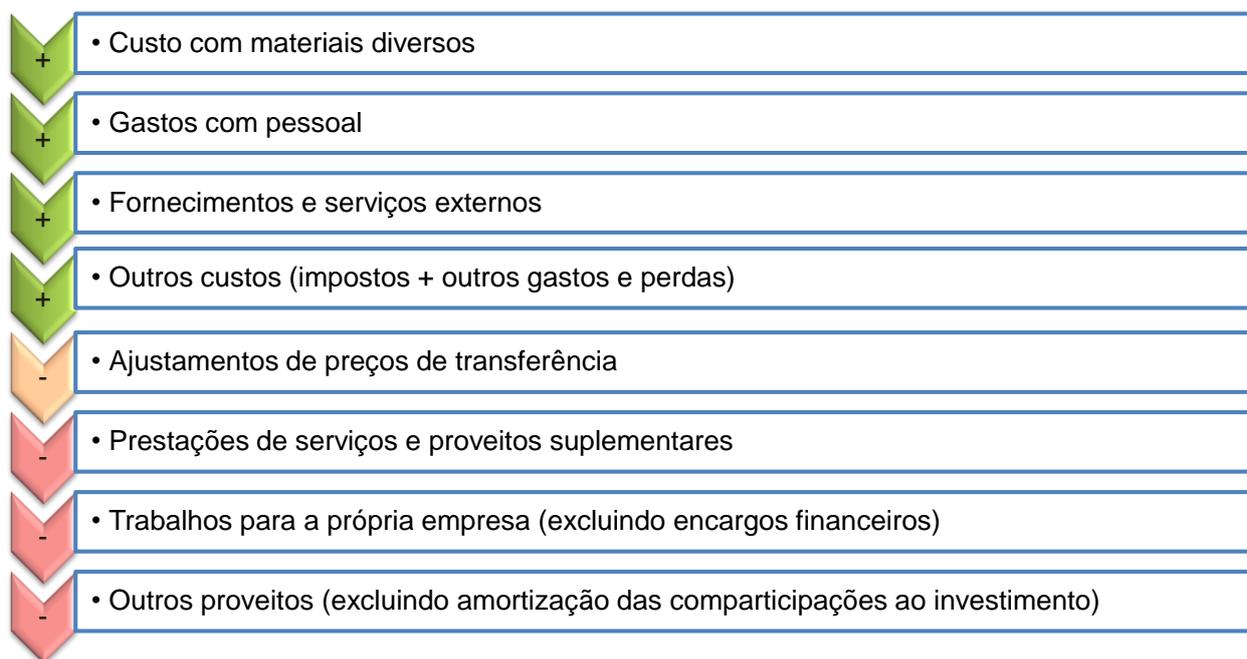
#### BASE DE CUSTOS

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do

período regulatório, que evolui durante o período regulatório consoante os indutores de custo<sup>65</sup> (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) sujeita a metas de eficiência para 2018, no que respeita à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, consideraram-se as rubricas apresentadas na Figura 5-22:

**Figura 5-22 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de AGS**



Fonte: ERSE

Relativamente às rubricas que compõem a base de custos sujeita a metas de eficiência, importa notar o seguinte:

- Os custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos são deduzidos aos restantes custos de exploração devido à sua volatilidade, sendo aceites fora do âmbito de aplicação de metas de eficiência.
- Não será considerado qualquer ajustamento de preços de transferência na base de custos da EEM para 2018, na medida em que as operações intragrupo que originavam este ajustamento no período regulatório 2015-2017 deixaram de se verificar desde 2015.

<sup>65</sup> Variáveis físicas que refletem a evolução da atividade.

- A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional tem implicado que os movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais deixem de ser reportados 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 caso particular da EEM, a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional ocorrida em 2016, implicou que a partir desta data, os movimentos associados aos ganhos ou perdas atuariais deixassem de ser reportados na demonstração de resultados da empresa e, por esta via, a ERSE deixou de reconhecer estes valores no apuramento dos proveitos permitidos.
- Foram considerados, no âmbito dos gastos com pessoal, os custos com indemnizações por despedimento. A incorporação destas rubricas visa não só a igualdade de tratamento entre empresas, como também não influenciar a empresa nas suas decisões estratégicas relativamente à política de recursos humanos.
- À semelhança do procedimento já realizado no período regulatório anterior, a base de custos sujeita a metas de eficiência da EEM desconsidera as rubricas de constituição e reversão de provisões, pela sua volatilidade significativa ao longo dos anos, quer em termos de montante, quer em termos de sinal.

Conforme referido, a EEM tem conseguido responder à eficiência imposta pelo regulador, para o período 2015-2017, apresentando custos unitários reais muito próximos aos custos unitários aceites pela ERSE.

Assim, à semelhança do exercício realizado na EDA, a ERSE optou, na definição da base de custos para 2018, por implementar uma metodologia que permita uma partilha equitativa de custos/ganhos entre a empresa e os consumidores. Assim, a base de custos para 2018, sobre a qual serão aplicadas metas de eficiência ao longo do período regulatório, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- i. Cálculo da média dos custos reais da empresa, líquidos de proveitos, para 2015 e 2016, os quais correspondem aos dois últimos anos de informação fechada e auditada. Excetua-se, neste particular, a rubrica de gastos com pessoal, cujos valores considerados correspondem aos valores previstos pela empresa para 2018, pelas razões adiante referidas;
- ii. Cálculo da média dos custos aceites pela ERSE, para os mesmos anos;
- iii. Cálculo da média dos dois pontos acima;

- iv. Atualização do valor calculado em iii), para 2018, tendo em conta o IPIB e as metas de eficiência definidas no anterior período regulatório<sup>66</sup>.

Esta opção, para além da referida partilha de custos/ganhos entre empresa e consumidores, ao considerar uma média entre os valores reais da EEM e os valores aceites pela ERSE, permite igualmente acomodar/atenuar efeitos extraordinários que se verifiquem num ano em particular. Importa ainda referir que a opção tomada no que respeita ao valor dos gastos com pessoal, advém das seguintes razões:

- A EEM tem levado a cabo um Programa de Ajustamento que conduziu a uma redução de 15% no número de trabalhadores entre 2010 e 2016. Esta redução foi acompanhada, no período de 2011 a 2016, de cortes salariais aplicados aos colaboradores da EEM, definidos pelo enquadramento legal em vigor à data. O efeito conjugado destas duas situações conduziu a uma progressiva redução da rubrica de gastos com pessoal, na ordem dos 15% entre 2010 e 2016.
- Ao abrigo da Lei do Orçamento de Estado 2017 e, por inerência, no Orçamento da Região Autónoma da Madeira, têm vindo a ser repostos, gradualmente, os cortes salariais anteriormente aplicados, pelo que se estima/prevê um acréscimo da rubrica de gastos com pessoal em 2017 e 2018.
- No entanto, não é de negligenciar que os gastos com pessoal são, em parte, custos controláveis pelas empresas, razão pela qual se lhes aplica a mesma lógica de partilha de custos/ganhos entre empresa e consumidores, ao considerar uma média entre os valores previstos pela EEM para 2018 e os valores já aceites pela ERSE em 2015 e 2016.

A figura infra elenca os montantes apurados para a base de custos de 2018, com base nos procedimentos explicados:

AGS				Unidade: 10 <sup>3</sup> euros
	2015	2016	2017 E	
Média (Custos reais EEM; Custos estimados e aceites ERSE) (10 <sup>3</sup> euros)	13 148	13 057	12 446	
Ajustamento preços transferência (em 10 <sup>3</sup> euros)	0	0	0	
Média dos custos reais de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência		13 102		
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	2,18%	0,82%	2,20%	1,08%
Fator X		2,00%	2,00%	2,0%
				<b>2018 P</b>
				<b>13 007</b>

<sup>66</sup> Para a atualização foi utilizada a metodologia de evolução dos OPEX definida no Regulamento Tarifário, ou seja, IPIB medido pela variação terminada no final primeiro semestre do ano t-1, com os fatores de eficiência aplicados à atividade no período regulatório 2015-2017, ou seja, 2%.

## FATOR DE EFICIÊNCIA

Conforme definido no capítulo da EDA, a definição de fatores de eficiência para a atividade de AGS das Regiões Autónomas, face à inexistência de um *benchmarking* comparável, atende genericamente às análises de desempenho efetuadas, bem como às especificidades geográficas e técnicas em que cada empresa, EDA e EEM, desenvolvem a sua atividade.

Neste sentido, e como foi anteriormente referido, foi efetuada uma comparação entre as atividades reguladas nas duas Regiões Autónomas no ponto 5.1.

As análises efetuadas, de foro individual (desempenho da EEM) e de foro comparativo (*benchmarking* RAS) revelam, para a atividade de AGS da empresa, que:

- A EEM tem registado uma contínua tendência decrescente ao nível do seu OPEX, total e unitário, mesmo em contexto de estabilização da sua produção própria, verificando-se o esforço da empresa em dar resposta aos objetivos de eficiência fixados pelo regulador;
- O período regulatório 2015-2017 revelou-se o mais exigente para a atividade de AGS da EEM no que respeita à base de custos definida, tendo sido fixada para 2015 uma base de custos 4% inferior ao valor aceite pela ERSE no ano precedente, para um nível de produção próprio 2% superior.
- Acresce que, em 2016 e em 2017 (valores estimados), a EEM apresentou custos unitários reais (€/MWh) inferiores aos da EDA, invertendo-se a tendência observada na generalidade dos anos anteriores;
- Genericamente, a evolução histórica dos custos da atividade de AGS das RAS reveste-se de alguma imprevisibilidade, justificando prudência no estabelecimento das metas de eficiência a aplicar no novo período regulatório.

Em face do exposto, e acrescentando o facto da base de custos definida para 2018 preconizar uma partilha de custos/ganhos entre empresa e consumidores, entende-se como razoável fixar um fator de eficiência equivalente ao valor correspondente ao fator progresso tecnológico, que equivale a 1,5%.

### 5.3.1.1 PARÂMETROS

O Quadro 5-7 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2018-2020, a base de custos em 2018 e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2019 e de 2020. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2019 e 2020, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Opex líquido}_t = \text{Opex líquido}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t)$$

Em que:

t = ano civil

X = Meta de eficiência fixada

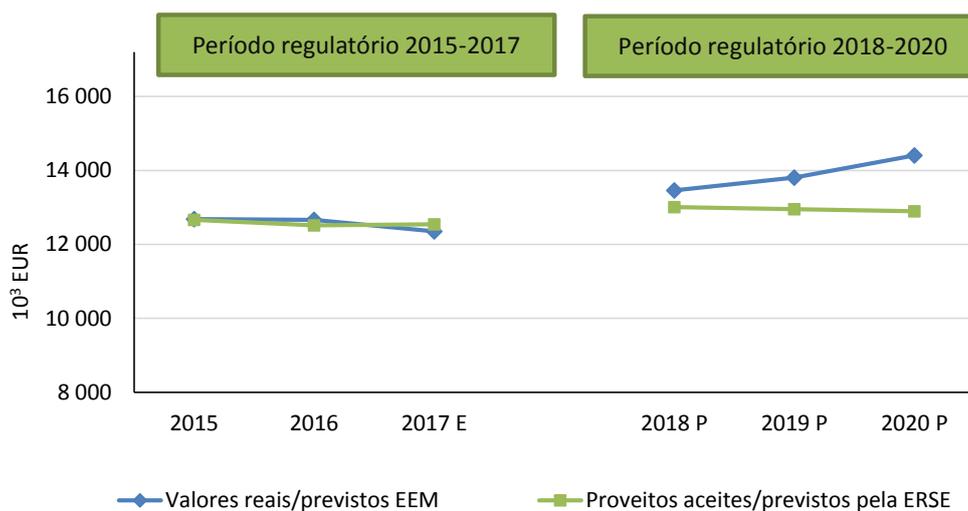
Quadro 5-7 - Parâmetros da AGS

	Unidade: 10 <sup>3</sup> euros		
	2018	2019	2020
<b>Componente fixa</b>	13 007		
<i>Fator Eficiência</i>		1,50%	1,50%

Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia apresentam-se na Figura 5-23.

Figura 5-23 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EEM

Verifica-se que a base de custos para 2018 é superior em cerca de 3% à base de custos fixada no período regulatório anterior, e 4 % superior aos custos aceites pela ERSE em 2016.

### 5.3.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período regulatório 2018-2020 pretende-se manter a metodologia de regulação do OPEX dos dois períodos regulatórios anteriores, assente num *price cap*, com uma componente de custos fixos. Neste

sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2018, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2019 e 2020.

Tal como no caso da EDA, até 2008 os custos de OPEX da atividade de DEE da EEM eram regulados por custos aceites em base anual, tendo-se implementado, em 2009, um mecanismo de regulação do TOTEX por *price cap*, integralmente variável em função da energia distribuída. No período regulatório 2012-2014 foi implementada uma regulação por *price cap* apenas ao nível do OPEX, e definida uma componente de custos fixos.

Para que se possa avaliar o impacto dos parâmetros regulatórios impostos pela ERSE à atividade de DEE, bem como o *modus operandi* da empresa, é crucial a monitorização do seu desempenho ao longo dos últimos anos. A secção infra engloba brevemente esta análise.

#### **ANÁLISE DE DESEMPENHO**

No presente ponto pretende-se fazer uma breve análise ao desempenho da atividade de DEE da EEM, de modo a avaliar em que medida a empresa respondeu às metas regulatórias fixadas pela ERSE. Num contexto de definição de parâmetros para o período regulatório que agora se inicia, esta análise revela-se uma ferramenta estruturante de apoio à decisão do regulador.

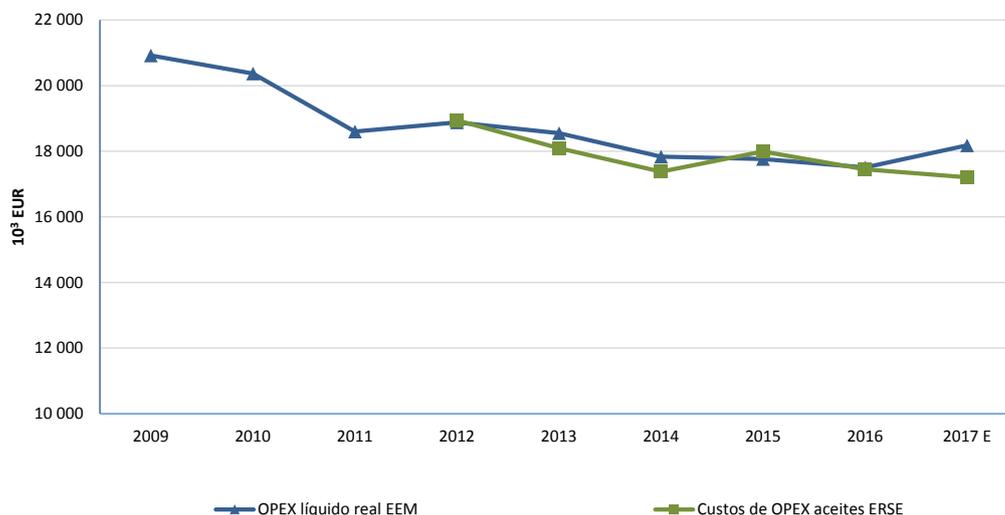
Não obstante o breve resumo realizado, a leitura da presente secção deverá ser complementada com o documento “Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico”, que integra o pacote de documentos subjacentes ao processo de Tarifas 2018. Paralelamente, foi efetuada uma análise comparativa do desempenho da EDA e da EEM no ponto 5.1.

A análise de desempenho consubstancia-se numa comparação entre o OPEX líquido real que fora aceite pela ERSE no período regulatório anterior 2015-2017 (valor referência de OPEX líquido que a empresa regulada deve considerar como sendo o montante máximo de custos que deve incorrer na sua atividade operacional), com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX) para que se efetive um controlo da atividade operacional da empresa regulada.

A Figura 5-24 apresenta, para o total da atividade de DEE, a evolução do OPEX líquido real da EEM, desde 2009, bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na aplicação da metodologia de regulação implementada desde o período regulatório 2012-2014.

Para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise os OPEX considerados apenas consideram os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos do período regulatório anterior<sup>67</sup>.

**Figura 5-24 - Evolução da base de custos**



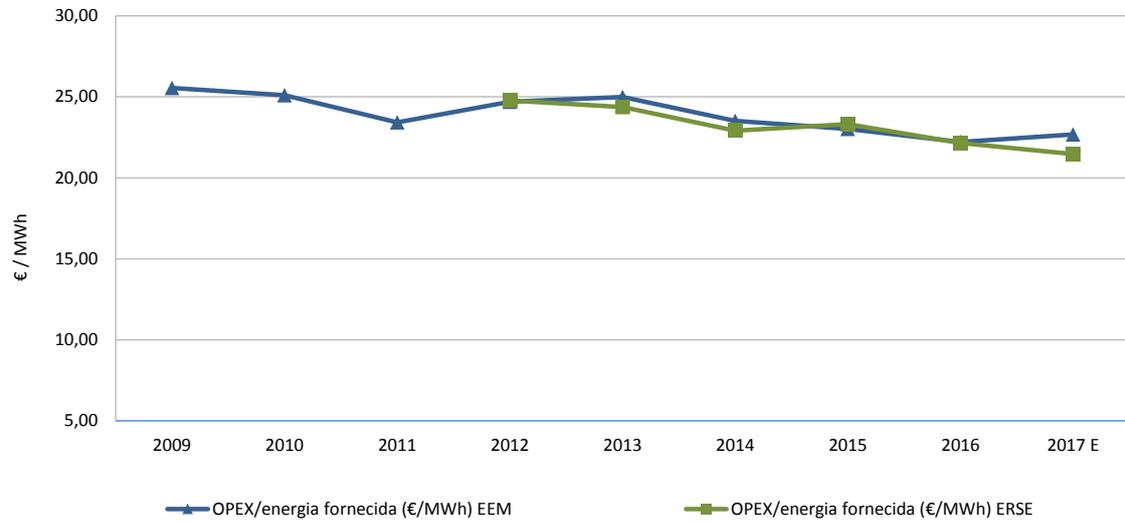
Fonte: ERSE e EEM

A Figura 5-24 permite observar que, no período regulatório 2012-2014, os custos incorridos pela EEM situaram-se acima dos custos aceites pela ERSE, com exceção do ano de 2012, o qual coincidiu com o ano de definição da base de custos desse período regulatório. No período regulatório seguinte, 2015-2017, verificou-se uma aproximação entre os custos aceites pela ERSE e os custos reais da empresa. Recorde-se que as metas de eficiências aplicadas nesses dois períodos regulatórios foram distintas - 5% para 2012 a 2014 e 4 % para 2015 a 2017 – facto que poderá contribuir para a aproximação verificada.

Procedeu-se também à análise da evolução dos custos unitários da EEM, tendo em conta os indutores de custo utilizados na fixação dos proveitos permitidos: a energia fornecida e o número de clientes.

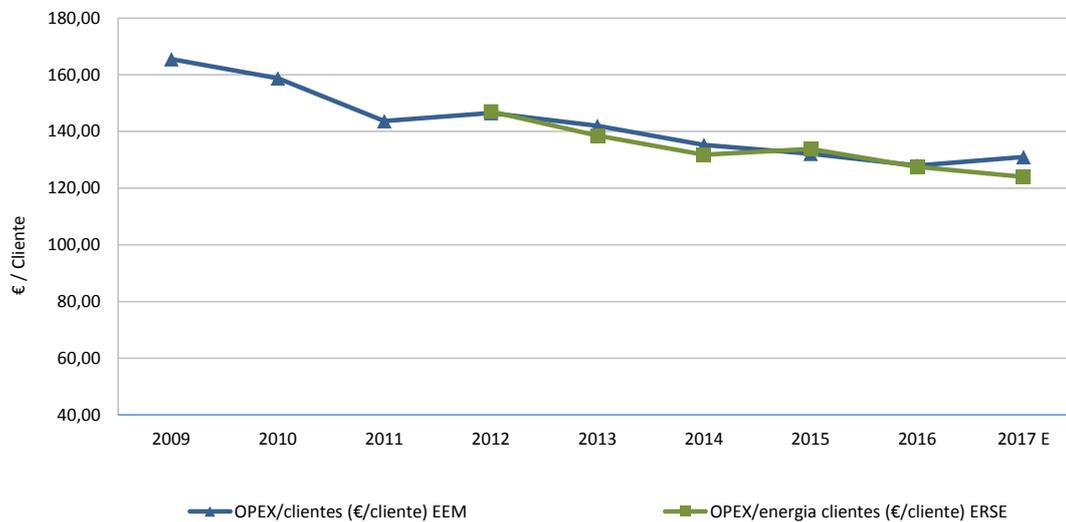
<sup>67</sup> Desta forma, os valores apresentados para 2016 não incluem as rendas dos municípios, as quais passaram a fazer parte integrante dos proveitos permitidos da EEM desde esse ano, por imposição legal, mas fora da base de custos sujeita a metas de eficiência.

**Figura 5-25 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE  
(Por energia distribuída, preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e EEM

**Figura 5-26 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE  
(Por número de clientes, preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e EEM

Centrando a análise a partir de 2012<sup>68</sup>, é possível observar que, tanto os custos unitários por energia fornecida como os custos unitários por cliente incorridos pela EEM registaram um comportamento em linha com os custos unitários aceites pela ERSE, tendo-se registado uma aproximação dos valores em 2015, conforme já concluído anteriormente. Este facto demonstra, *ii*) uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM e *ii*) o esforço evidenciado pela empresa em cumprir a eficiência exigida pelo regulador.

Todavia, a análise comparativa entra a EDA e a EEM continua a apontar para a existência de uma menor eficiência da empresa da Região Autónoma da Madeira, face à sua congénere dos Açores. Tal conclusão é reforçada no *benchmarking* efetuado com base numa metodologia não paramétrica, que é revisitado no ponto 5.1.

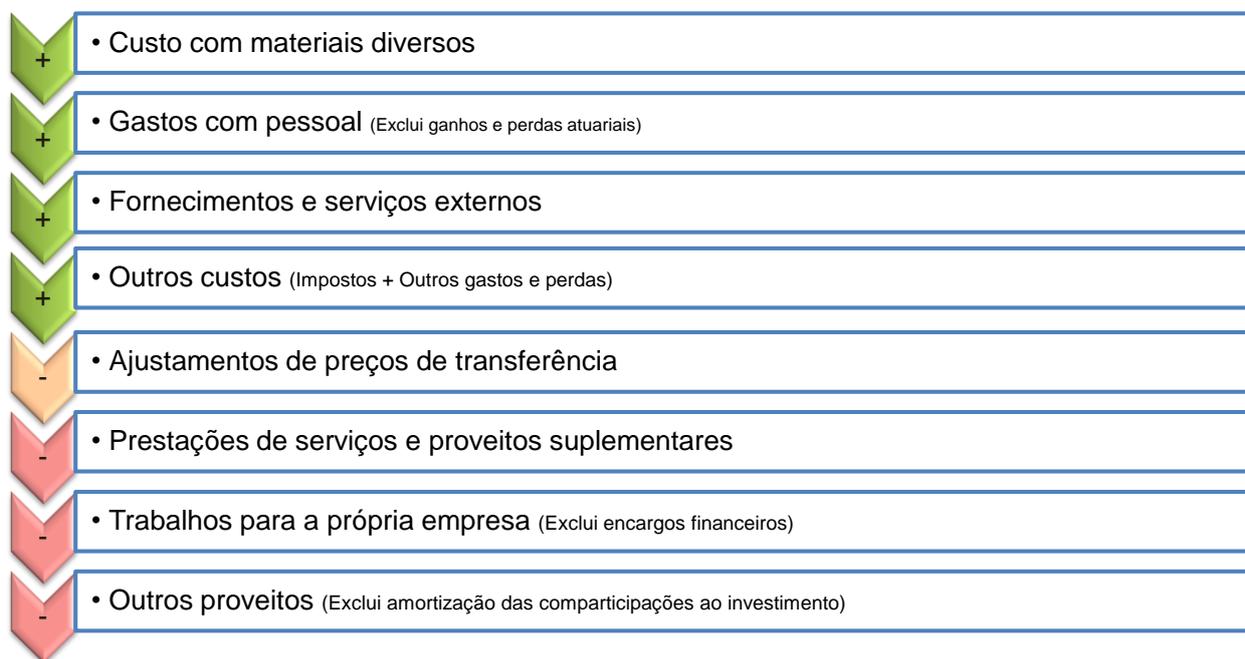
### **BASE DE CUSTOS**

No que respeita à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, consideraram-se as rubricas apresentadas na Figura 5-27 para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) sujeita a metas de eficiência para 2018:

---

<sup>68</sup> Não é possível desenhar a curva de OPEX unitário aceite pela ERSE para todo o período em análise, dado que a aplicação de um *price cap* ao TOTEX da empresa no período de 2009 a 2011 não permite destriçar os custos que dizem respeito às componentes de OPEX e de CAPEX.

**Figura 5-27 - Custos operacionais controláveis líquidos de proventos operacionais na atividade de DEE**



Relativamente às rubricas que compõem a base de custos sujeita a metas de eficiência, importa notar o seguinte:

- A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional tem implicado que os movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais deixem de ser reportados 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 proventos permitidos. No caso particular da EEM, a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional ocorrida em 2016, implicou que a partir desta data, os movimentos associados aos ganhos ou perdas atuariais deixassem de ser reportados na demonstração de resultados da empresa e, por esta via, a ERSE deixou de reconhecer estes valores no apuramento dos proventos permitidos.
- Foram considerados, no âmbito dos gastos com pessoal, os custos com indemnizações por despedimento. A incorporação destas rubricas visa não só a igualdade de tratamento entre empresas, como também não influenciar a empresa nas suas decisões estratégicas relativamente à política de recursos humanos.
- Não será considerado qualquer ajustamento de preços de transferência na base de custos da EEM para 2018, na medida em que as operações intragrupo que originavam este ajustamento no período regulatório 2015-2017 deixaram de se verificar desde 2015.

- À semelhança do procedimento já realizado no período regulatório anterior, a base de custos sujeita a metas de eficiência da EEM desconsidera as rubricas de constituição e reversão de provisões, pela sua volatilidade significativa ao longo dos anos, quer em termos de montante, quer em termos de sinal. A desconsideração destas rubricas visam, mais uma vez, a igualdade de tratamento entre empresas.

Conforme referido, a EEM tem conseguido responder à eficiência imposta pelo regulador, para o período 2015-2017, apresentando custos unitários reais muito próximos aos custos unitários aceites pela ERSE.

Assim, em linha com a atividade de AGS, a ERSE optou, na definição da base de custos para 2018, por implementar uma metodologia que permita uma partilha equitativa de custos/ganhos entre a empresa e os consumidores. Assim, a base de custos para 2018, sobre a qual serão aplicadas metas de eficiência ao longo do período regulatório, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- i. Cálculo da média dos custos reais da empresa, líquidos de proveitos, para 2015 e 2016, os quais correspondem aos dois últimos anos de informação fechada e auditada. Excetua-se, neste particular, a rubrica de gastos com pessoal, cujos valores considerados correspondem aos valores previstos pela empresa para 2018, pelas razões adiante referidas;
- ii. Cálculo da média dos custos aceites pela ERSE, para os mesmos anos;
- iii. Cálculo da média dos dois pontos acima;
- iv. Atualização do valor calculado em iii), para 2018, tendo em conta o IPIB e as metas de eficiência definidas no anterior período regulatório<sup>69</sup>.

Esta opção, para além da referida partilha de custos/ganhos entre empresa e consumidores, ao considerar uma média entre os valores reais da EEM e os valores aceites pela ERSE, permite igualmente acomodar/atenuar efeitos extraordinários que se verifiquem num ano em particular. Importa ainda referir que a opção tomada no que respeita ao valor dos gastos com pessoal, advém das seguintes razões:

- A EEM tem levado a cabo um Programa de Ajustamento que conduziu a uma redução de 15% no número de trabalhadores entre 2010 e 2016. Esta redução foi acompanhada, no período de 2011 a 2016, de cortes salariais aplicados aos colaboradores da EEM, definidos pelo enquadramento legal em vigor à data. O efeito conjugado destas duas situações conduziu a uma progressiva redução da rubrica de gastos com pessoal, na ordem dos 15% entre 2010 e 2016.

---

<sup>69</sup> Para a atualização foi utilizada a metodologia de evolução dos OPEX definida no Regulamento Tarifário, ou seja, IPIB medido pela variação terminada no final primeiro semestre do ano t-1, com os fatores de eficiência aplicados à atividade no período regulatório 2015-2017, ou seja, 4%.

- Ao abrigo da Lei do Orçamento de Estado 2017 e por inerência no Orçamento da Região Autónoma da Madeira, têm vindo a ser repostos, gradualmente, os cortes salariais anteriormente aplicados, pelo que estima/prevê um acréscimo da rubrica de gastos com pessoal em 2017 e 2018.
- No entanto, não é de negligenciar que os gastos com pessoal são, em parte, custos controláveis pelas empresas, razão pela qual se lhes aplica a mesma lógica de partilha de custos/ganhos entre empresa e consumidores, ao considerar uma média entre os valores previstos pela EEM para 2018 e os valores já aceites pela ERSE em 2015 e 2016.

A Figura infra elenca os montantes apurados para a base de custos de 2018, com base nos procedimentos explicados:

**Quadro 5-8 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM DEE**

DEE				Unidade: 10 <sup>3</sup> euros	
	2015	2016	2017 E	2018 P	
Média (Custos reais EEM; Custos estimados e aceites ERSE) (10 <sup>3</sup> euros)	18 304	18 167	17 691	17 383	
Ajustamento preços transferência (em 10 <sup>3</sup> euros)	0	0			
Média dos custos reais de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência	18 235				
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	2,18%	0,82%	2,20%	1,08%	
Fator X		4,00%	4,00%	4,0%	

Base de custos - média dos custos reais e aceites de 2015 e de 2016, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência, atualizados para 2018 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB - X)

#### INDUTORES DE CUSTOS E REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

A ERSE manterá para o período regulatório 2018-2020 os indutores de custo utilizados nos períodos regulatórios precedentes (2012-2014 e 2015-2017), bem como a repartição do peso de cada componente fixa e variável, do OPEX sujeito a metas de eficiência. Deste modo, os indutores de custo serão a energia fornecida e número médio de clientes, e a repartição de peso de cada componente do OPEX, será de 50% para a parte fixa, 25% para a parte variável em função do número de clientes e 25% para a parte variável em função da energia fornecida.

Na base desta proposta estão os seguintes fatores:

- A literatura económica disponível sobre a atividade de distribuição de energia elétrica atribui um elevado peso à componente fixa de custos. Por outro lado, o *mainstream* literário enfatiza ambas as variáveis selecionadas como sendo importantes indutores de custos<sup>70</sup>.
- A escolha da energia fornecida como indutor de custos permite equilibrar o risco regulatório entre empresa e consumidor.
- O número médio de clientes é uma variável menos volátil o que permite dar um sinal regulatório para redução dos custos mais evidente.
- Ambos os indutores são facilmente “auditáveis” e passíveis de monitorização pela ERSE, atenuando possíveis situações de informação assimétrica entre regulador e empresa regulada.

#### FATOR DE EFICIÊNCIA

Para além das análises de desempenho efetuadas referidas no respetivo ponto do presente capítulo, a definição do fator de eficiência para o próximo período regulatório da atividade de DEE da EEM teve em conta um *benchmarking* efetuado com base numa metodologia não paramétrica, *Data Envelopment Analysis* (DEA). O enquadramento desta metodologia assim como os detalhes da sua aplicação são apresentados no capítulo 5.1.

À semelhança do ocorrido nas atividades de DEE da EDP D e da EDA, neste ponto recorre-se ao cálculo do Índice de Malmquist (MPI) como elemento suplementar de suporte à decisão da meta de eficiência. O enquadramento teórico deste índice é efetuado no capítulo 4.1.3.2.

À luz do exposto, calculou-se este indicador para a EEM com recurso ao STATA 13. Na análise desenvolvida, o momento t corresponde aos dados relativos ao ano de 2014 enquanto o momento t+1 corresponde aos valores do ano de 2015. Note-se ainda que para efeitos do cálculo do Índice de Malmquist adotaram-se como *outputs* e *input* os considerados no modelo adotada na metodologia DEA apresentada no ponto 5.1.

Os resultados obtidos encontram-se no seguinte quadro:

---

<sup>70</sup> Ver, entre outros autores, Culmann and Von Hirschhausen, 2008, Blázquez-Gómez e Grifell-Tatjé, 2011, Kuosmanen, 2012, Dai e Kuosmanen, 2014, Azevedo et al, 2015 e Mullarkey et al, 2015).

**Quadro 5-9 – Resultados do índice de Malmquist para a EEM**

Empresa	Total Factor Productivity Change	Efficiency Change Effect	Technical Efficiency Effect	Pure Technical Efficiency Effect	Scale Efficiency Effect
EEM	1,047	1,045	1,002	1,033	1,012

Verifica-se que o *pure technical efficiency change effect* da EEM é 1,047 indicando que num modelo com rendimentos variáveis à escala, a empresa apresenta um nível de eficiência técnica (performance de gestão eficiente) de 2014 para 2015 na ordem dos 4,7%. Este resultado é consistente com as conclusões apresentadas na análise do *benchmarking* da distribuição apresentada no ponto 5.1, onde se verificou uma ligeira melhoria do nível de eficiência relativo da EEM de 2014 para 2015. Adicionalmente, também se observa para a EEM uma eficiência na ordem dos 1,2% no que concerne à escala de operações (eficiência de escala).

Em resultado, desta situação, verifica-se que o *efficiency change effect* da EEM (que incorpora o *pure technical efficiency effect* e o *scale efficiency effect*) ascende a 1,06. Tal significa que num modelo com rendimentos constantes à escala (tal como o descrito no documento de parâmetros do período regulatório anterior) verifica-se um *catching up effect*. Este impacto, no contexto do modelo de rendimentos constantes à escala, é justificado por uma melhoria efetiva do nível da eficiência técnica de EEM fonte de dois efeitos de melhoria dos níveis de eficiência das duas componentes anteriormente referidas: melhoria da *pure technical efficiency effect* e melhoria na eficiência de escala das operações (*scale efficiency effect*) segundo os resultados obtidos para as diferentes componentes do Índice de Malmquist.

Deve ainda sublinhar-se que, parte dos ganhos da PTF registado pela EEM fica a dever-se a progresso tecnológico, dado que a empresa regista um *frontier shift effect* de 0,2%.

Assim, para definição do fator de eficiência da EEM, importa não só considerar a análise supra, que deverá ser analisada com o devido cuidado, como também ter em consideração o seguinte:

- Conforme já referido, uma análise à performance operacional da atividade de DEE da empresa permitiu verificar i) a tendência decrescente dos custos da atividade de DEE evidenciada pela EEM nos dois últimos períodos regulatórios, bem como ii) o esforço evidenciado pela empresa em responder aos desafios de eficiência fixados pelo regulador, situando-se os custos unitários reais da EEM (quer em função do número de clientes, quer em função da energia fornecida), em linha com os custos unitários aceites pela ERSE. A esta análise não deverão ser alheias as metas de eficiência relativamente exigente definidas pela ERSE nos dois períodos regulatórios anteriores (5% e 4%, para 2012-2014 e 2015-2017, respetivamente).

- Por outro lado, a comparação entre os custos unitários da EEM e os custos unitários da EDA, para o mesmo nível de atividade, revelam que existe um diferencial significativo de valores, apresentando a EEM custos unitários superiores aos da EDA.
- A base de custos da EEM foi revista ligeiramente em baixa para a atividade de distribuição (recorde-se que a base custos resultou numa partilha de ganhos entre a empresa e o sistema, ao considerar a médias dos anos de 2015 e 2016 dos custos reais da empresa, e dos custos aceites pela ERSE).

Assim, tendo em conta i) o desempenho individual da EEM, ii) a análise comparativa face à EDA e iii) os pressupostos seguidos para cálculo da base de custos da EEM, a ERSE propõe a revisão em baixa da meta de eficiência face à aplicada no anterior período regulatório, propondo que a meta de eficiência se deverá fixar nos 3%, o que se traduz em menos 1 p.p. face ao aplicado no período regulatório precedente.

#### 5.3.2.1 PARÂMETROS

O Quadro 5-10 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2018-2020, a base de custos em 2018, repartida por nível de tensão<sup>71</sup>, e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2019 e de 2020. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2019 e 2020, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

**Custos operacionais líquidos de outros proveitos**  $t =$  Parte Fixa  $t-1 * (1 + IPIB_{t-1} - X_t) +$  Parte variável com energia  $t-1 * (1 + IPIB_{t-1} - X_t) *$  Energia fornecida  $t +$  Parte variável com clientes  $t-1 * (1 + IPIB_{t-1} - X_t) *$  Número médio de clientes  $t$

Em que:

$t =$  ano civil

$X =$  Meta de eficiência fixada

---

<sup>71</sup> A repartição, por nível de tensão, da base de custos apurada foi efetuada de acordo com a estrutura de custos das rubricas que compõem a base de custos, em 2016, último ano real.

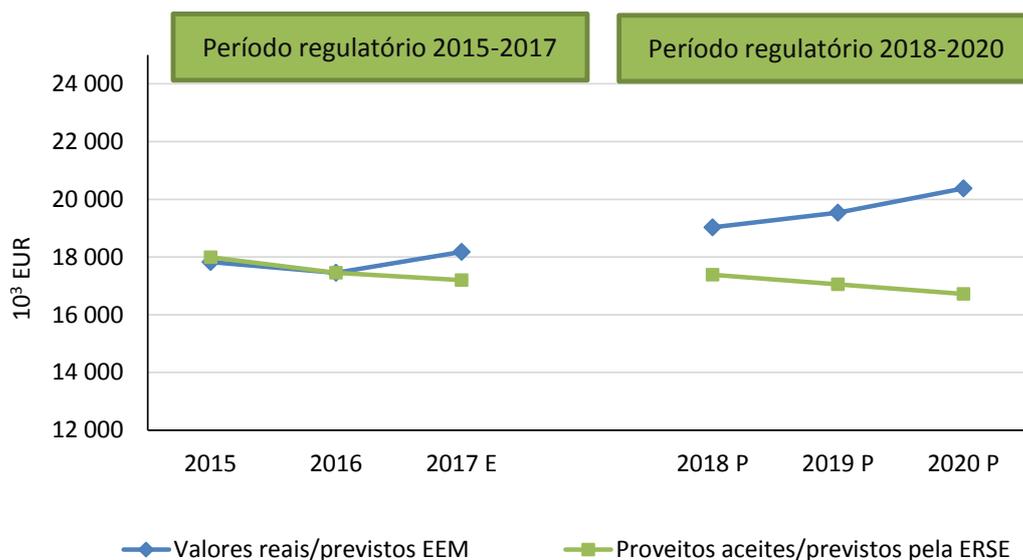
Quadro 5-10 - Parâmetros da DEE

		2018	2019	2020
<b>AT/MT</b>		<b>Peso</b>		
<b>Fixo</b>	50%	<b>2 396</b>		
<i>Fator eficiência</i>			3%	3%
<b>Variável</b>				
<b>Energia</b>	25%			
<i>Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)</i>		0,00569		
<i>Fator de eficiência</i>			3%	3%
<b>Clientes</b>	25%			
<i>Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)</i>		3,93500		
<i>Fator de eficiência</i>			3%	3%
<b>BT</b>		<b>Peso</b>		
<b>Fixo</b>	50%	<b>6 295</b>		
<i>Fator eficiência</i>			3%	3%
<b>Variável</b>				
<b>Energia</b>	25%			
<i>Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)</i>		0,00539		
<i>Fator de eficiência</i>			3%	3%
<b>Clientes</b>	25%			
<i>Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)</i>		0,02305		
<i>Fator de eficiência</i>			3%	3%

Fonte: ERSE, EEM

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 5-28.

Figura 5-28 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EEM

Verifica-se que ao nível da atividade de DEE da EEM, a base de custos para 2018 é inferior em cerca de 3% à base de custos fixada no período regulatório anterior, e cerca de 0,4% inferior ao último ano real fechado (2016).

## 5.4 MECANISMO DE INCENTIVO AO INVESTIMENTO EM REDE INTELIGENTE NA RAA E NA RAM

O alargamento do incentivo ao investimento em redes inteligentes às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira permitirá testar a aplicação deste incentivo noutros operadores de redes de distribuição, para além da EDP Distribuição, o que contribuirá para a avaliação e melhoria das metodologias adotadas, tendo por base as perspetivas de diferentes operadores.

A ERSE entende que, nesta fase de arranque do incentivo ao investimento em redes inteligentes nas Regiões Autónomas, os procedimentos e os parâmetros do incentivo aplicados no Continente deverão ser replicados para o incentivo correspondente para a atividade de distribuição de energia elétrica da EDA e para a atividade de distribuição de energia elétrica da EEM. No entanto, não se exclui, futuramente, uma diferenciação dos parâmetros aplicáveis a estes operadores face aos parâmetros do incentivo aplicado à EDP Distribuição, dadas as especificidades das empresas e sistemas elétricos insulares (verticalmente integradas, várias redes isoladas, menor dimensão das redes), caso se identifique que a metodologia do incentivo ou os seus parâmetros têm implícitas dependências destas especificidades.

### 5.4.1 PARÂMETROS

Atendendo à formulação apresentada no regulamento tarifário para os incentivos ao investimento em redes inteligentes, aplicáveis à atividade de Distribuição de Energia Elétrica na Região Autónoma dos Açores e na Região Autónoma da Madeira, os parâmetros a considerar para o período de regulação de 2018 a 2020 são resumidos no Quadro 5-11 e no Quadro 5-12.

**Quadro 5-11 - Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligentes da atividade de DEE na RAA**

	2018	2019	2020
Parâmetro de partilha dos benefícios dos projetos em rede inteligente na RAA ( $\alpha_{RI}^A$ )	50%	50%	50%
Parâmetro que limita o incentivo em função do custo de investimento na RAA ( $\Delta r_{RI}^A$ )	1,50%	1,50%	1,50%

Fonte: ERSE

**Quadro 5-12 - Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligentes da atividade de DEE na RAM**

	2018	2019	2020
Parâmetro de partilha dos benefícios dos projetos em rede inteligente na RAM ( $\alpha_{RI}^M$ )	50%	50%	50%
Parâmetro que limita o incentivo em função do custo de investimento na RAM ( $\Delta r_{RI}^M$ )	1,50%	1,50%	1,50%

Fonte: ERSE

Á semelhança do que acontece com o operador da rede de distribuição no Continente, a EDA e a EEM poderão apresentar custos associados à realização de estudos de demonstração dos benefícios dos investimentos em rede inteligente, que não serão considerados na análise da eficiência de custos de exploração, cujo valor acumulado ao longo dos 6 anos de vigência do incentivo será aceite até um limite de 0,5% do valor do investimento do projeto de rede inteligente.



## **6 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP SERVIÇO UNIVERSAL E REGIÕES AUTÓNOMAS**

### **6.1 ENQUADRAMENTO**

A comercialização de energia elétrica surge no final da cadeia de valor do setor elétrico. As atividades dos comercializadores de energia elétrica correspondem essencialmente a atividades de aquisição de energia, cobertura do risco de variação dos preços de mercado, angariação de novos clientes, faturação e cobrança, atendimentos e reclamações, entre outros.

Atendendo à sua natureza, a atividade de comercialização tem uma natureza potencialmente concorrencial, não apresentando as características típicas de um monopólio natural. A entrada de novas empresas de comercialização de energia elétrica ilustra esta situação.

Contudo, a atividade de comercialização de último recurso tem as suas particularidades face aos comercializadores de mercado, designadamente pelas suas obrigações de prestação universal de energia elétrica: i) aos clientes economicamente vulneráveis, ii) clientes cujo comercializador em mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade, iii) clientes em locais onde não existem ofertas de comercializadores em mercado, iv) clientes com contratos, a quem são aplicadas as tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE.

Para além dessas particularidades, qualquer avaliação do desempenho económico da EDP SU obriga igualmente a ter em conta a extinção prevista das tarifas de venda a cliente finais no médio prazo e a diminuição acentuada do peso do CUR em termos de clientes e de energia no setor elétrico nacional.

Por outro lado, não são igualmente de negligenciar as especificidades das empresas que desenvolvem a sua atividade nas Regiões Autónomas e a consequente necessidade de adequar as respetivas condições técnicas de laboração ao seu perfil geográfico.

A definição dos parâmetros para o próximo período regulatório é efetuada em paralelo com a definição, estabelecida no quadro legal vigente, de custos de referência para a atividade de comercialização.

A definição destes custos, para além de visar o cumprimento do quadro legal, deverá criar uma base sustentada para a definição da base de custos de exploração, sujeita a meta de eficiência, da atividade de comercialização, sempre que aplicável.

Face ao exposto, a recente revisão regulamentar visou:

- A manutenção da harmonização das metodologias de cálculo do OPEX entre as empresas reguladas do Continente e das RAs;

- A definição de custos de referência para a atividade de comercialização;
- A definição sustentada da base de custos de exploração para as atividades de comercialização do Continente e das RAs, através da internalização:
  - Dos custos de referência previamente definidos para a atividade de comercialização; e
  - Das especificidades das empresas, no que concerne ao fim da sua atividade ou às suas condições técnicas de laboração.

Note-se que a definição dos custos de referência para a atividade de CEE é desenvolvida no capítulo 8.

## 6.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

### 6.2.1 EDP SU

A EDP SU foi constituída por destacamento de ativos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição, decorrente de imposições legislativas verificadas ao nível da reestruturação do setor elétrico. Quando inserida na esfera da EDP Distribuição, a EDP SU era regulada por uma metodologia de custos aceites e remuneração de ativos.

Com a mudança de período de regulação, esta atividade passou, a partir de 2009, a ser regulada por uma metodologia do tipo *price cap* acrescida da remuneração do fundo de maneiio.

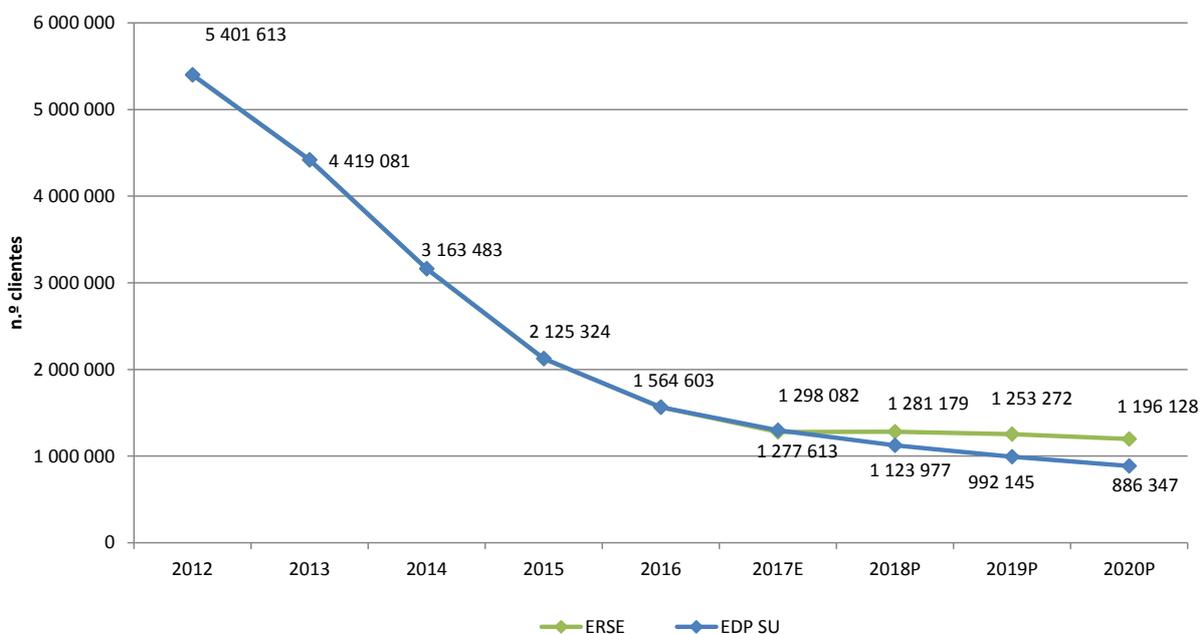
A alteração estrutural ocorrida envolveu, desde logo, o recurso a outras empresas do Grupo EDP, especializadas na prestação de serviços de determinada natureza, com o objetivo de obtenção de sinergias, destacando-se o facto da operacionalização da atividade de venda de energia a clientes finais da EDP SU ser realizada através da aquisição de serviços à EDP Soluções Comerciais (“EDP SC”). Verificou-se que o peso dos serviços prestados pela EDP SC atingiam mais de 60% no total da rubrica de FSE.

De acordo com os resultados obtidos num estudo por recurso a um consultor externo (Deloitte), a ERSE selecionou os processos de atendimento como indutor de custos para o período regulatório 2012-2014. No entanto, uma mudança no modelo de faturação da EDP SC descontinuou a informação relativa aos processos comerciais, necessários ao cálculo dos proveitos permitidos da EDP SU. Este facto, juntamente com a intensificação da saída dos clientes para o mercado, levou a ERSE a adotar o número de clientes como único indutor da base de custos desta atividade no período regulatório 2015-2017.

Para a preparação do novo período regulatório que se inicia em 2018, optou-se pela manutenção de pressupostos instituídos no anterior período regulatório, não existindo alterações de circunstância que justifiquem mudanças da metodologia regulatória.

O gráfico infra apresenta a evolução do número médio de clientes da EDP SU, o qual atesta a redução acentuada da atividade da EDP SU ao longo dos últimos anos, bem como a quebra prevista pela empresa até 2020. Este gráfico compara as previsões da ERSE com as da EDP SU.

**Figura 6-1 - Evolução número médio de clientes da EDP SU**

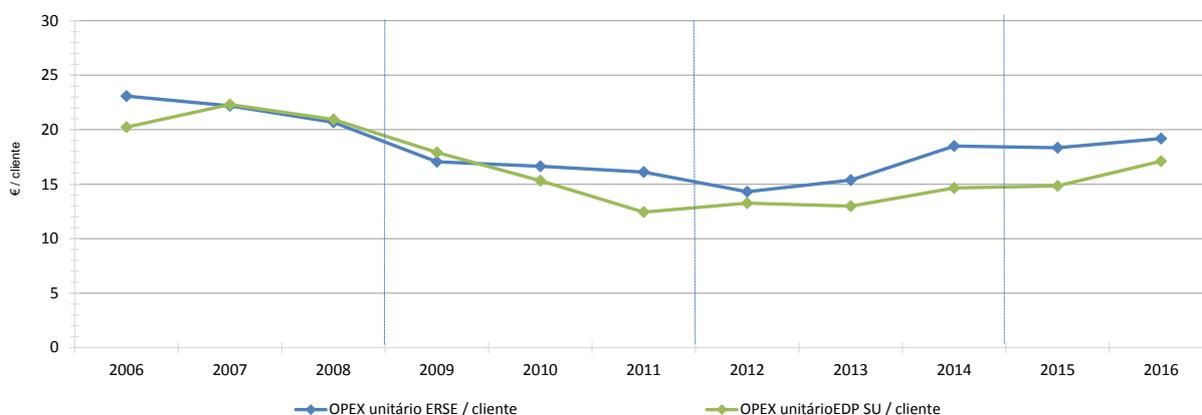


Fonte: ERSE e EDP SU

Verifica-se que até 2020, a EDP SU prevê que o número de clientes decresça cerca de 43% face ao que se verificava em 2016, enquanto a ERSE prevê um decréscimo de apenas 24%. Tal deve-se ao facto de com a publicação da Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro conjuntamente com a Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, que procede à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012 de 26 de março, existe agora a possibilidade dos clientes finais de baixa tensão normal do mercado liberalizado optarem por um regime equiparado ao das tarifas transitórias, o que poderá ter impactos no ritmo de transição de clientes para o mercado liberalizado, podendo inclusivamente implicar o regresso de clientes para o mercado regulado.

Adicionalmente, a figura infra apresenta o desempenho da EDP SU ao longo dos últimos 4 períodos regulatórios, no que respeita ao OPEX controlável unitário sujeito a metas de eficiência, comparando os valores ocorridos (OPEX unitário EDP SU) com os valores aceites pela ERSE para efeitos de ajustamentos tarifários (OPEX unitário ERSE).

**Figura 6-2 - Custos unitários por cliente  
(preços constantes 2016)**



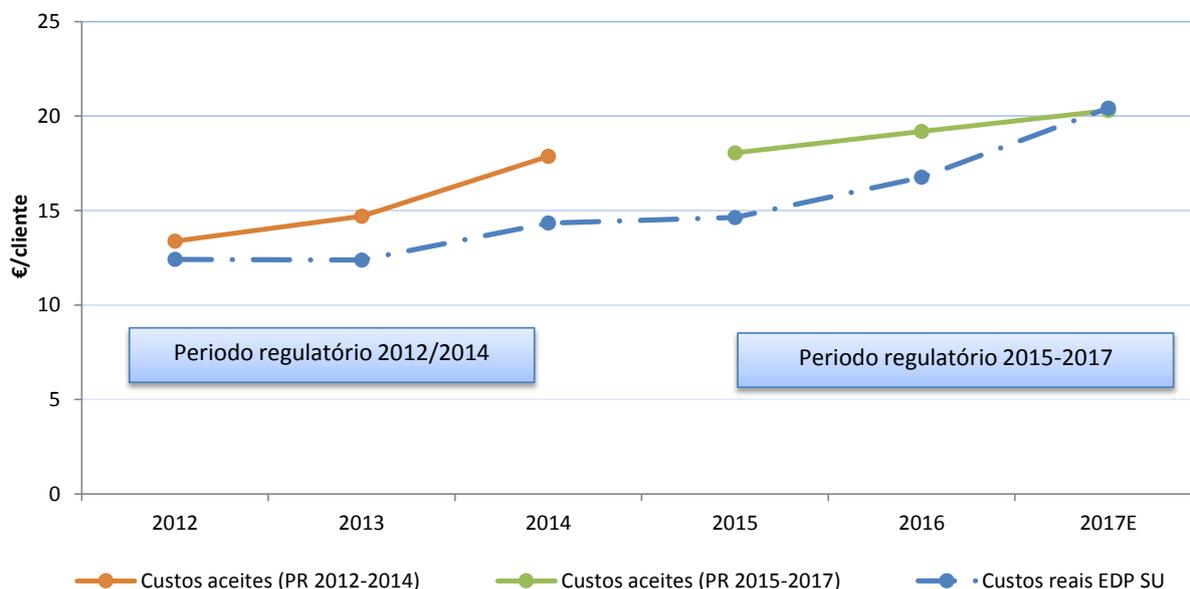
Fonte: ERSE e EDP SU

Conforme se pode observar pela figura supra, pese embora o OPEX unitário por cliente verificado tenha registado, genericamente, um comportamento decrescente até 2011, a partir desse ano inverteu-se a tendência, motivada pelo processo de extinção de atividade da empresa e do conseqüente ritmo de saída dos clientes para o mercado superior ao decréscimo registado no OPEX.

Observa-se, igualmente, um afastamento dos custos reais face aos custos aceites pela ERSE, tendo a EDP SU evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE para efeitos tarifários, tendo conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.

Tal facto é visível na Figura 6-3, onde se verifica que em dois períodos regulatórios, a EDP SU apresenta custos inferiores aos custos unitários estabelecidos pela ERSE atingindo e ultrapassando a eficiência proposta pela ERSE.

Figura 6-3 - Custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência EDP SU



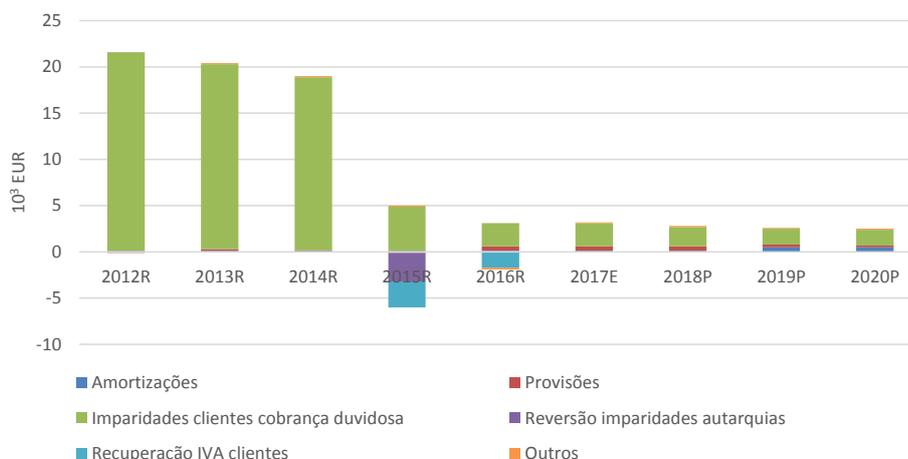
Fonte: ERSE e EDP SU

Registe-se que o número de clientes utilizado para o apuramento dos custos unitários corresponde, em qualquer das situações (ERSE e EDP SU), ao número médio de clientes previsto pelo regulador, de modo a permitir a comparabilidade dos custos.

De salientar que esta análise incide apenas nas rubricas que concorrem para a base de custos sujeita à aplicação do *price cap*.

Devido às alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas verificaram-se nos dois períodos regulatórios anteriores, um conjunto de custos de carácter extraordinário. Esse facto originou a inclusão de uma componente de custos não controláveis na atividade de comercialização da EDP SU, sendo a mesma calculada anualmente. A evolução dos custos não controláveis e as previsões dos mesmos efetuada pela EDP SU encontram-se na figura seguinte:

**Figura 6-4 - Evolução dos custos não controláveis EDP SU**



Verifica-se que em 2015 e 2016 os custos não controláveis diminuíram significativamente, sendo que as estimativas e previsões da EDP SU mantêm-se a um nível muito reduzido.

## 6.2.2 EDA

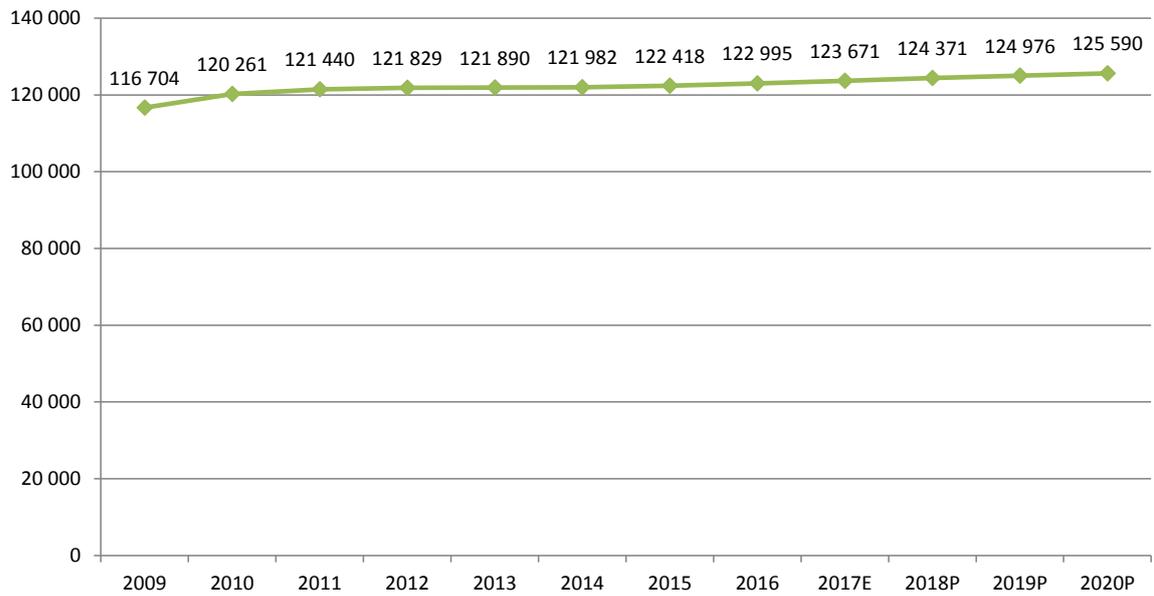
A EDA desenvolve as suas atividades como operador único na RAA, mercado que apresenta algumas especificidades quer pela sua localização, quer pela sua dispersão por várias ilhas. Com efeito, a empresa dispõe de uma rede de 19 pontos de atendimento distribuídas por todas as ilhas da RAA.

Até 2008 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX e no CAPEX da atividade de CEE, sendo que a partir de 2009 se aplicou um mecanismo do tipo *price cap* a estas duas componentes, 100% variáveis, em função do número médio de clientes.

Nos períodos regulatórios 2012-2014 e 2015-2017, o CAPEX, residual, passou a ser regulado com base numa metodologia de custos aceites anualmente e o OPEX manteve-se com um mecanismo do tipo *price cap*, pese embora tenha sido introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos cujo *driver* foi o número médio de clientes.

O gráfico infra apresenta a evolução do número médio de clientes da EDA, incluindo as previsões desta empresa para o período 2017 a 2020, podendo-se concluir pela estabilidade do nível de consumidores no período em análise, quer em termos reais, quer em termos previsionais, como seria expectável.

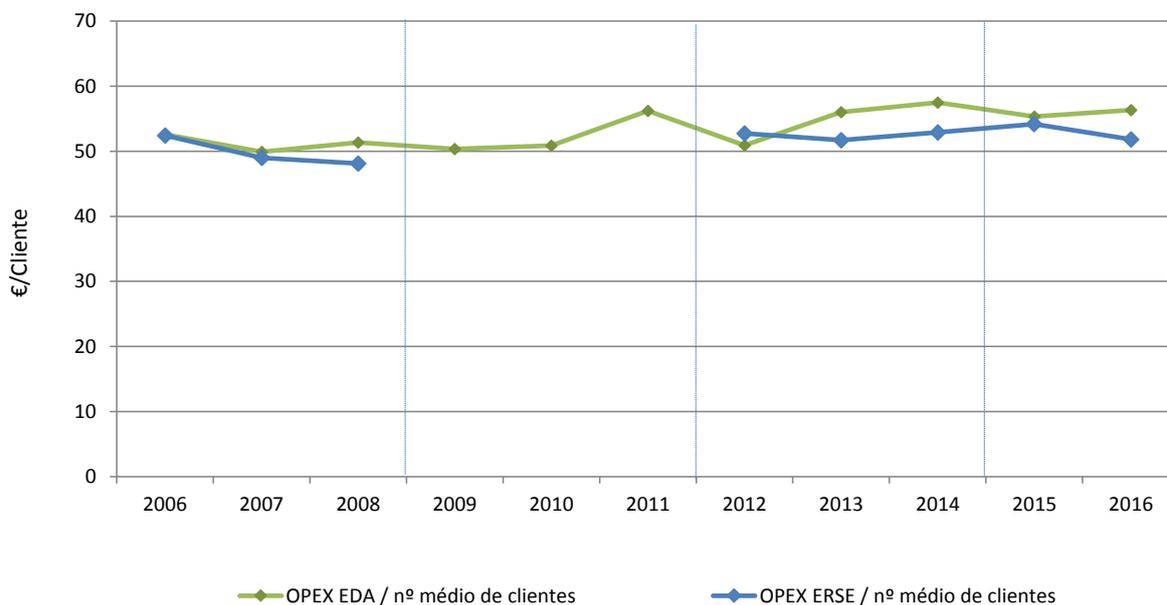
**Figura 6-5 - Evolução número médio de clientes da EDA**



Fonte: EDA

No que concerne ao desempenho da EDA ao longo dos últimos 4 períodos regulatórios, o gráfico infra apresenta a evolução do OPEX controlável unitário sujeito a metas de eficiência, comparando os valores verificados (OPEX EDA) com os valores aceites (OPEX ERSE) para efeitos de ajustamentos tarifários.

**Figura 6-6 - Custos unitários por cliente EDA  
(preços constantes de 2016)**



Fonte: ERSE e EDA

Importa desde já referir que não é possível representar a curva de OPEX unitário aceite pela ERSE para todo o período em análise, dado que a aplicação de um *price cap* ao TOTEX da empresa no período de 2009 a 2011 não permite destringir os custos que dizem respeito às componentes de OPEX e de CAPEX nesse período.

Da observação da Figura 6-6 é possível concluir que, excetuando o ano de 2012, os custos reais unitários da EDA são superiores aos custos aceites pela ERSE.

### 6.2.3 EEM

A EEM desenvolve as suas atividades como operador único na RAM, mercado que apresenta algumas especificidades pela sua localização. Adicionalmente, pelo facto de a EEM ser uma empresa verticalmente integrada, a estrutura organizacional da área comercial encontra-se dispersa pela estrutura da empresa, pelo que frequentemente os processos comerciais são desenvolvidos internamente e de forma transversal.

À semelhança do ocorrido com a EDA, até 2008 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX e CAPEX da EEM, sendo que a partir de 2009 se aplicou um mecanismo do tipo *price cap* a estas duas componentes, 100% variáveis com o número médio de clientes.

No período de 2012-2014 apesar de subsistir uma regulação por incentivos ao nível do OPEX, o CAPEX, de muito menor dimensão sai do mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de

custos e investimentos em base anual. Acresce que ao nível do OPEX, pese embora tenha continuado a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos, em função do número médio de clientes, que se manteve para o período de regulação 2015-2017.

O gráfico infra apresenta a evolução do número médio de clientes da EEM, verificado e previsto pela empresa, podendo-se concluir pela manutenção do nível de consumidores no período em análise, quer em termos reais, quer em termos previsionais, como seria expectável.

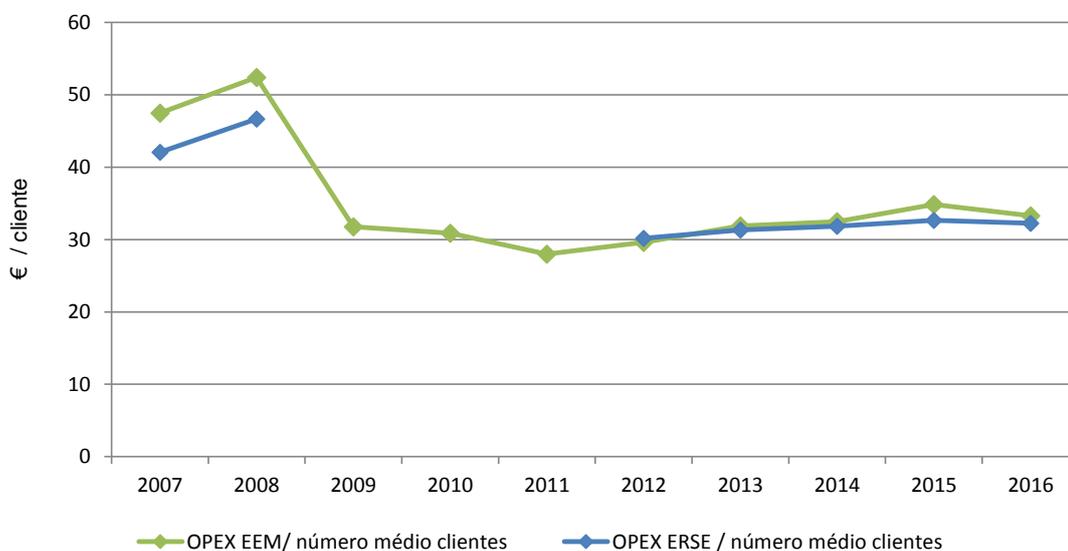
**Figura 6-7 - Evolução número médio de clientes da EEM**



Fonte: EEM

A Figura infra apresenta o desempenho da EEM ao longo dos últimos 4 períodos regulatórios, no que respeita ao OPEX controlável unitário sujeito a metas de eficiência (valores verificados vs valores aceites para efeitos de ajustamentos tarifários).

**Figura 6-8 - Custos unitários por cliente EEM  
(preços constantes de 2016)<sup>72</sup>**



Fonte: ERSE e EEM

Importa desde já referir que, tal como para a EDA, não é possível representar a curva de OPEX unitário aceite pela ERSE para todo o período em análise, dado que a aplicação de um *price cap* ao TOTEX da empresa no período de 2009 a 2011 não permite destrinçar os custos que dizem respeito às componentes de OPEX e de CAPEX.

Da observação da figura supra, e tendo em consideração a evolução registada no último período regulatório, é possível concluir que os custos reais unitários aceites pela ERSE se encontram em linha com os custos unitários incorridos pela empresa.

#### 6.2.3.1 BENCHMARKING DAS EMPRESAS COMERCIALIZADORAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

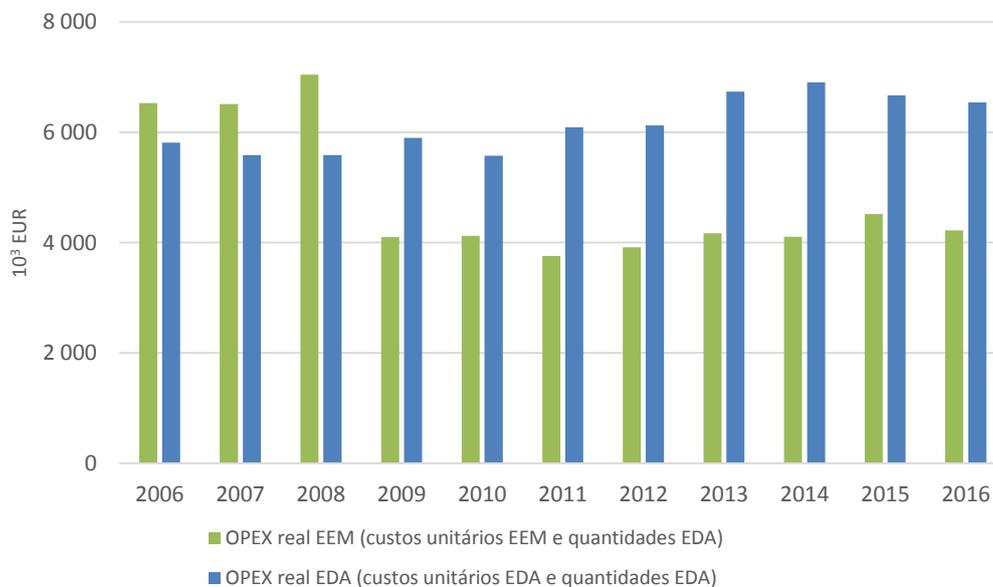
Em linha de conta com o desenvolvido para a AGS e DEE, realizou-se uma análise de *benchmarking*, comparando-se o desempenho das duas empresas.

No caso da comercialização, considera-se a substituição (i) da energia vendida a retalho e (ii) do número de clientes entre as duas empresas para avaliar o grau de eficiência relativa das mesmas. Considerando como variável normalizada a energia vendida a retalho, as Figura 6-9 e Figura 6-10 ilustram qual a empresa, que para uma mesma quantidade, incorre em menores custos de exploração. A Figura 6-9 efetua

<sup>72</sup> Não é possível desenhar a curva de OPEX unitário aceite pela ERSE para todo o período em análise, dado a aplicação de um *price cap* ao TOTEX da empresa no período de 2009 a 2011.

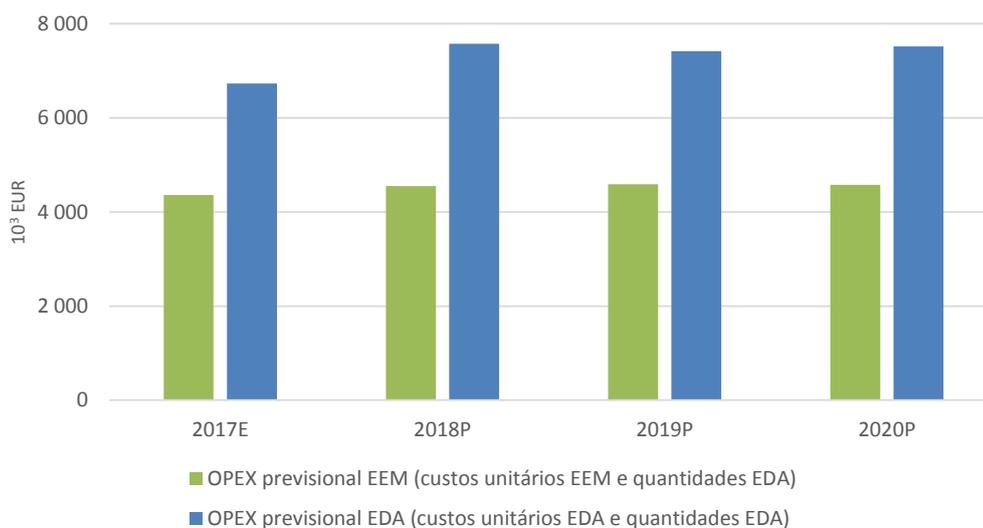
uma análise *ex-post*, focando-se em anos regulatórios passados, enquanto a Figura 6-10 efetua uma análise *ex-ante*, tendo por base as previsões apresentadas pelas empresas.

**Figura 6-9 - Comparação *ex-post* dos custos de exploração reais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (energia vendida a retalho) de 2006 a 2016, a preços constantes de 2016**



Fonte: ERSE; EDA; EEM

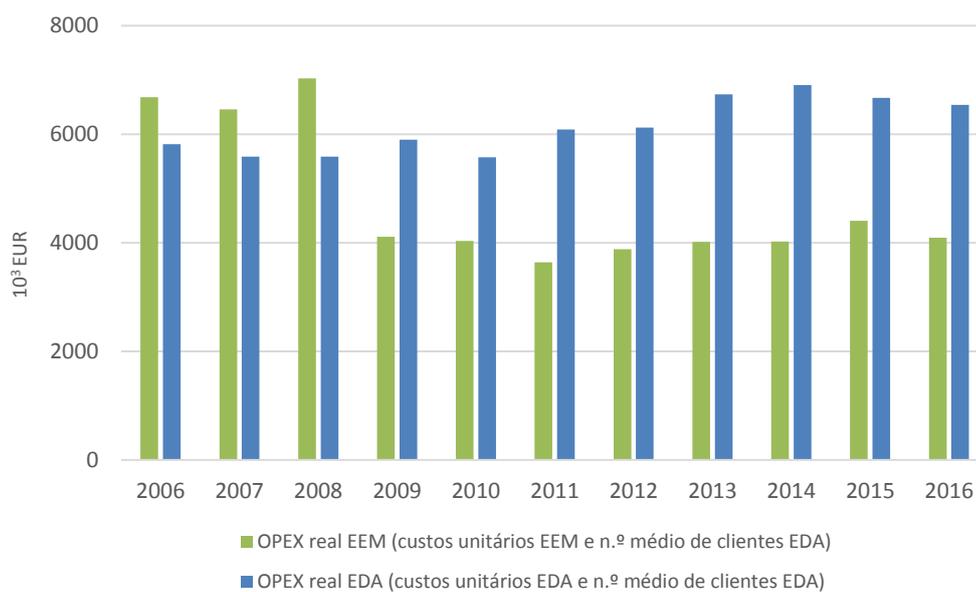
**Figura 6-10 - Comparação *ex-ante* (2017-2020) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (energia vendida a retalho), a preços constantes de 2016**



Fonte: ERSE; EDA; EEM

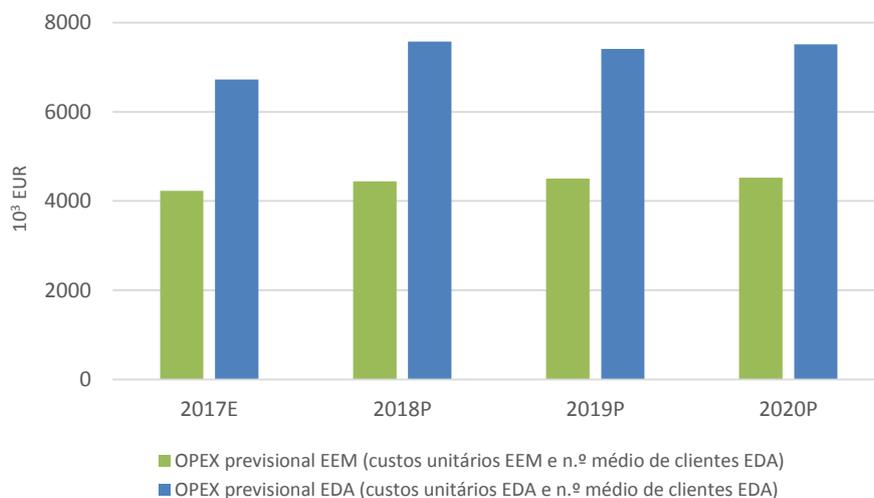
Verifica-se que a EDA tem incorrido sistematicamente em custos de exploração superiores comparativamente à EEM, o que se poderá dever ao facto de servir um mercado disperso por um número de ilhas superior ao servido pela EEM. Considerando como variável normalizada o número médio de clientes, as conclusões revelam-se idênticas face às obtidas quando considerando a energia vendida a retalho, conforme demonstram as Figura 6-11 e Figura 6-12.

**Figura 6-11 - Comparação *ex-post* dos custos de exploração reais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (número médio de clientes), a preços constantes de 2016**



Fonte: ERSE; EDA; EEM

**Figura 6-12 - Comparação *ex-ante* (2017-2020) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (número médio de clientes), a preços constantes de 2016**



Fonte: ERSE; EDA; EEM

Em suma, os resultados desta comparação são relevantes para estabelecer a premissa de que poderá existir um diferencial de custo unitário na atividade de comercialização desenvolvida pela EDA e pela EEM.

Paralelamente a esta análise, efetuou-se uma análise não paramétrica, com base na metodologia de DEA, *Data Envelopment Analysis*, para as duas empresas que valida estes resultados. Esta análise faz parte integrante da definição dos custos de referência, que consta do capítulo 8.

## 6.3 DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS

### 6.3.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS SUJEITA A METAS DE EFICIÊNCIA

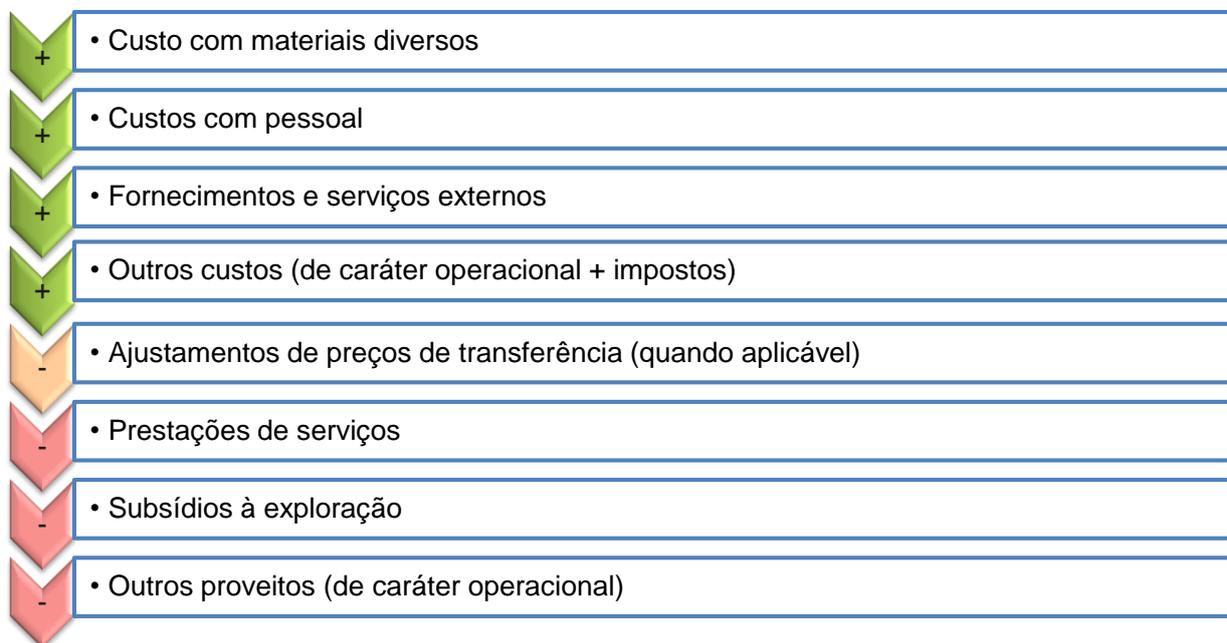
A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período regulatório, que evolui durante o período regulatório consoante os indutores de custo<sup>73</sup> (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

#### RUBRICAS ELEGÍVEIS

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) sujeita a aplicação de metas de eficiência, para 2018, consideraram-se as rubricas conforme apresentado na Figura 6-13.

<sup>73</sup> Variáveis físicas que refletem a evolução da atividade.

**Figura 6-13 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de CEE**



Nota: Os ajustamentos de preços de transferência são custos que a ERSE, após a análise dos *dossiers* de preços de transferência, decidiu não aceitar nas bases de custos.

Fonte: ERSE

Um dos objetivos preconizados na presente revisão regulamentar assenta na manutenção da harmonização das metodologias regulatórias aplicadas ao nível da atividade de CEE, incluindo, entre outros, a manutenção da uniformização das rubricas elegíveis para o apuramento da base de custos entre EDP SU e RAs.

A ERSE optou pela não inclusão da rubrica de provisões, constituições e reversões, na base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, tendo sido esta a opção aplicada para outras atividades reguladas.

Refira-se, ainda, que a base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência inclui o efeito dos ajustamentos decorrentes das análises efetuadas à documentação de preços de transferência das empresas em análise.

Pese embora estes ajustamentos, com efeitos apenas ao nível da EDA, se encontrem brevemente justificados infra, uma explicação mais detalhada deverá ser consultada no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico”.

## **METODOLOGIA DE CÁLCULO**

A metodologia de apuramento da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência para 2018 consubstancia-se nos seguintes pontos:

1. Apuramento da base de custos inicial:

- i. Efetuou-se a média dos custos reais das empresas reguladas em 2015 e 2016, excetuando no que se refere aos gastos com pessoal das regiões autónomas, em que foram aceites as previsões efetuadas pelas empresas para 2018;
- ii. Efetuou-se a média dos custos aceites pela ERSE nos anos de 2015 e 2016;
- iii. Posteriormente, efetuou-se a média dos dois cálculos descritos anteriormente.

Refira-se que a seleção dos anos de 2015 e 2016 como ponto de partida justifica-se pelo facto de corresponderem aos dois últimos anos de informação financeira real auditada, permitindo uma maior aderência dos valores a considerar pela ERSE aos custos efetivamente incorridos pelas empresas, tendo em conta os custos aceites pela ERSE e como tal considerados eficientes. Esta abordagem foi seguida pela ERSE para as restantes atividades reguladas.

Nas RA's, a metodologia aplicada na definição da base de custos teve em consideração o previsível acréscimo em 2018 dos gastos com pessoal, derivado à reposição, por imposição legislativa, de salários e outras regalias salariais que haviam sido suspensas entre os anos de 2011 e 2016, em conformidade com a legislação vigente àquelas datas. Todavia, sendo estas empresas sujeitas a regulação económica que procura emular situações de ótimo económico, não se pode deixar de considerar que esses gastos são, em parte, controláveis pelas empresas. Nesse contexto, a ERSE antecipou os acréscimos salariais espectáveis para 2018, internalizando-os, parcialmente, nas bases de custos de cada atividade.

2. Evolução da base de custos apurada no ponto 1 até 2018, tendo em conta a manutenção dos pressupostos do período regulatório anterior:

- i. Manutenção da repartição custos fixos e custos variáveis.
- ii. Aplicação dos indutores de custo definidos no período regulatório anterior.
- iii. Variação tendo em conta IPIB e as metas de eficiência definidas no anterior período regulatório.

3. Repartição da base de custos, por nível de tensão, de acordo com a média da estrutura de custos controláveis reais da atividade de comercialização em 2015 e 2016.

O quadro infra elenca os pontos acima identificados, especificando-os para cada comercializador objeto de análise.

**Quadro 6-1 - Resumo da metodologia de cálculo da base de custos controláveis 2018**

		EDP SU	EDA	EEM
<b>Base de custos controláveis</b>		Média de: Média da informação financeira real da empresa em 2015 e 2016 Média de custos aceites pela ERSE em 2015 e 2016	Média de: Média da informação financeira real da empresa em 2015 e 2016, excetuando custos com pessoal onde foi aceite previsão das empresas para 2018 Média de custos aceites pela ERSE em 2015 e 2016	
<b>Parâmetros PR 2015-2017</b>	<b>Indutor de custos</b>	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes
	<b>Repartição custos fixos vs custos variáveis</b>	25% Componente fixa	50% Componente fixa	50% Componente fixa
		75% Clientes	50% Clientes	50% Clientes
<b>Metas de eficiência</b>	3,5%	3,5%	3,5%	
<b>Repartição da base de custos por nível de tensão</b>		De acordo com a estrutura de custos controláveis real média de 2015 e 2016		
<b>Atualização para 2018</b>		De acordo com IPIB-X (definido no anterior período regulatório)		

Fonte: ERSE

### 6.3.2 BASE DE CUSTOS PARA 2018 EDP SU

Para efeitos de definição de base de custos serão analisados nos capítulos abaixo os (i) custos controláveis de exploração líquidos de proveitos, que serão objeto de aplicação de metas de eficiência, bem como (ii) a avaliação dos custos não controláveis incorridos. As referidas análises consubstanciam-se nas rubricas elegíveis para o apuramento destas bases de custo, bem como na metodologia de cálculo aplicada.

#### BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS SUJEITA A METAS DE EFICIÊNCIA

Tendo por base a aplicação da metodologia acima descrita, foram apuradas as bases de custos controláveis (sujeitas a metas de eficiência) para a EDP SU, explanadas nos quadros e figuras infra.

**Quadro 6-2 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – aceites para efeitos tarifários**

Valores em 10<sup>3</sup> euros

ERSE	2015	2016	Média 2015-2016
<b>NT</b>	430	294	362
Componente fixa	85	59	72
Componente variável	345	234	290
<b>BTE</b>	280	197	239
Componente fixa	72	50	61
Componente variável	208	147	177
<b>BTN</b>	41 626	29 532	35 579
Componente fixa	13 724	9 541	11 632
Componente variável	27 902	19 992	23 947
<b>Total</b>	<b>42 337</b>	<b>30 023</b>	<b>36 180</b>

**Quadro 6-3 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – verificado**

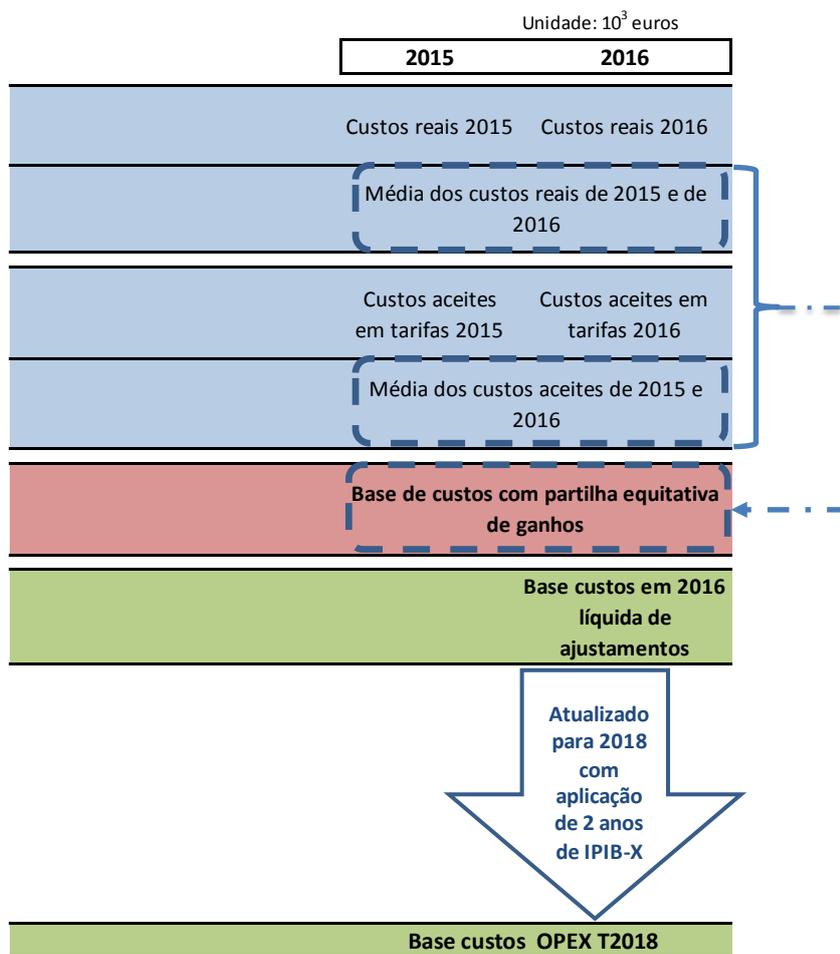
Valores em 10<sup>3</sup> euros

EDP SU	2015	2016	Média 2015-2016
<b>NT</b>	49	119	84
Componente fixa	12	30	21
Componente variável	37	89	63
<b>BTE</b>	75	135	105
Componente fixa	19	34	26
Componente variável	56	101	79
<b>BTN</b>	33 877	27 651	30 764
Componente fixa	8 469	6 913	7 691
Componente variável	25 408	20 738	23 073
<b>Total</b>	<b>34 001</b>	<b>27 904</b>	<b>30 953</b>

Fonte: ERSE e EDP SU

Tal como mencionado anteriormente, na transposição de 2016 para 2018 considerou-se a atualização de dois anos com base no (IPIB-X), onde o fator de eficiência foi o do período de regulação 2015-2017 e o IPIB do final do primeiro semestre do ano t-1. A Figura 6-14 ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para o novo período regulatório.

**Figura 6-14 - Base de custos controláveis metodologia de cálculo para 2018**



Fonte: ERSE

Deste modo, o valor da base de custos sujeita a metas de eficiência da EDP SU para 2018, corresponde a 25 231 milhares de euros, o qual é repartido:

- em 25 070 milhares de euros para a BTN;
- em 89 milhares de euros para a BTE;
- e em 72 milhares de euros para NT.

A base de custos para 2018 é detalhada no ponto 6.3.6.

#### COMPONENTE DE CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS

No período regulatório anterior foi incluída uma componente de custos não controláveis na atividade de comercialização da EDP SU.

A inclusão desta parcela de custo nos proveitos permitidos da empresa foi analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, tendo sido apenas considerada quando justificável e tendo como premissa

o equilíbrio económico-financeiro, facto que conduziu a que tivessem sido aceites os custos não controláveis em 2015.

De salientar que para o atual período regulatório a base de custos da EDP SU incorpora os custos não controláveis aceites em 2015, pelo que para 2018, 2019 e 2020 encontra-se incluída esta parcela.

O peso atribuído entre custos fixos e custos variáveis é de 40% e 60% respetivamente. Esta análise encontra-se detalhada no ponto 8.2.

### 6.3.3 BASE DE CUSTOS PARA 2018 EDA

Tal como referido anteriormente, e à semelhança das restantes atividades reguladas, a base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência apurada para 2018 corresponde à média da média de custos reais de 2015 e 2016, enviados pela EDA, excetuando os gastos com pessoal, tal como mencionado anteriormente, e da média de 2015 e 2016 dos custos aceites pela ERSE.

Esta metodologia foi aplicada face ao previsível acréscimo em 2018 dos gastos com pessoal derivado à reposição por imposição legislativa, aos colaboradores de salários e outras regalias salariais que haviam estado suspensas entre os anos de 2011 e 2016, em conformidade com a legislação vigente àquelas datas. Por outro lado, sendo estas empresas sujeitas a regulação económica que procura emular situações de ótimo económico, não se pode deixar de considerar que esses custos são, em parte, controláveis pelas empresas.

Nesse contexto, a ERSE reconheceu parcialmente os acréscimos salariais espectáveis para 2018, internalizando-os nas bases de custos de cada atividade. Os quadros e gráficos abaixo ilustram a situação descrita.

**Quadro 6-4 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – aceites para efeitos tarifários**

ERSE		Valores em 10 <sup>3</sup> euros		
		2015	2016	média 2015-2016
<b>Total</b>		<b>6 479</b>	<b>6 320</b>	<b>6 399</b>
<b>MT</b>		<b>296</b>	<b>287</b>	
<b>Componente fixa</b>		<b>148</b>	<b>144</b>	<b>146</b>
50%		50%	50%	
<b>Componente variável</b>		<b>148</b>	<b>144</b>	<b>146</b>
50%		50%	50%	
<i>N. clientes (ERSE)</i>		763	760	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		194,21	189,01	<b>191,61</b>
<b>BT</b>		<b>6 183</b>	<b>6 032</b>	
<b>Componente fixa</b>		<b>3 086</b>	<b>3 003</b>	<b>3 045</b>
50%		50%	50%	
<b>Componente variável</b>		<b>3 097</b>	<b>3 029</b>	
50%		50%	50%	
<i>N. clientes (ERSE)</i>		121 655	122 235	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		25,46	24,78	<b>25,12</b>

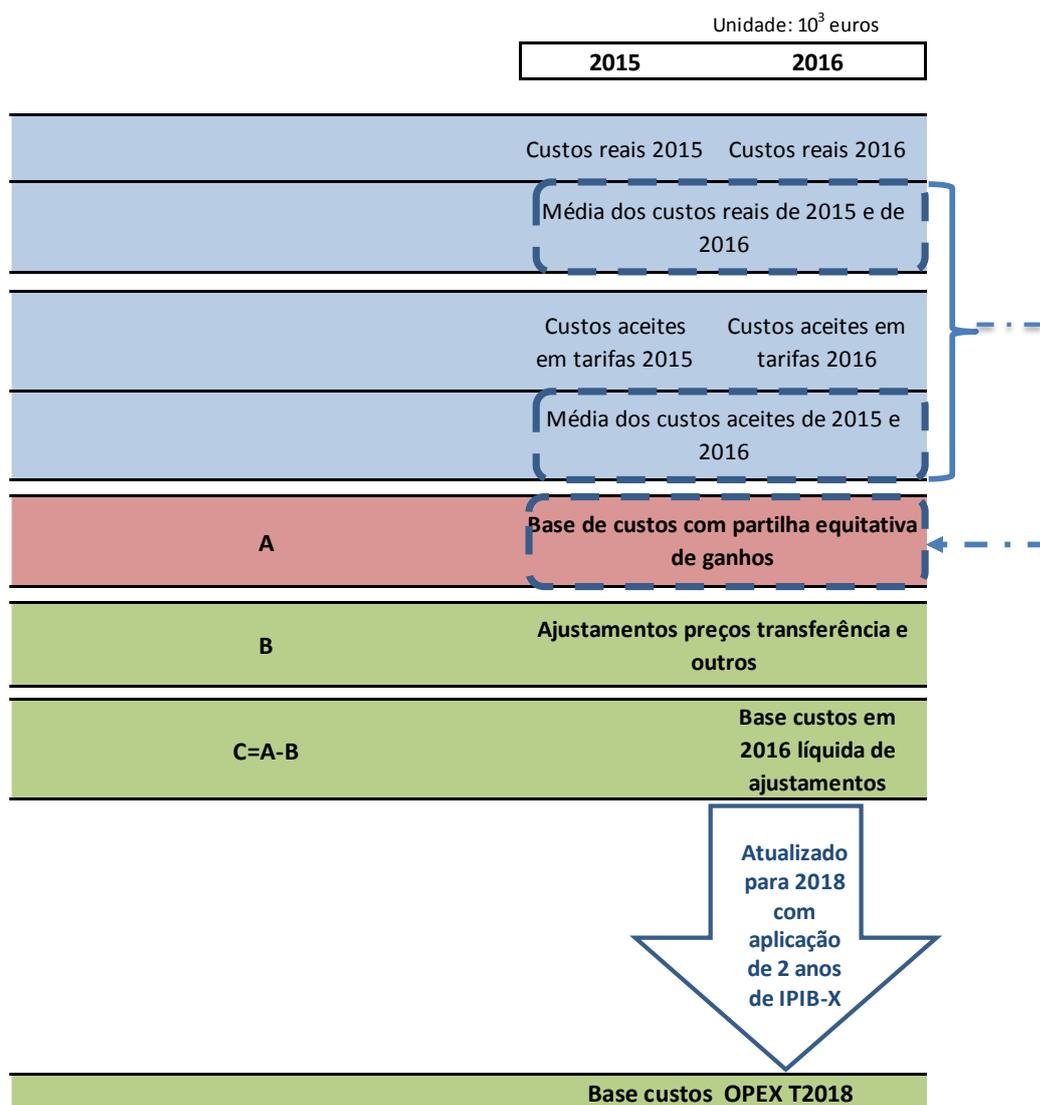
**Quadro 6-5 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – verificado**

EDA		Valores em 10 <sup>3</sup> euros		
		2015	2016	média 2015-2016
<b>Custo total</b>		<b>7 196</b>	<b>7 288</b>	<b>7 242</b>
MT		355	345	350
BT		6 841	6 943	6 892
Peso MT nos custos totais		5%	5%	5%
Peso BT nos custos totais		95%	95%	95%
<b>MT</b>		<b>355</b>	<b>345</b>	<b>350</b>
<b>Componente fixa</b>		<b>178</b>	<b>172</b>	<b>175</b>
50%		50%	50%	
<b>Componente variável</b>		<b>178</b>	<b>172</b>	<b>175</b>
50%		50%	50%	
<i>N. clientes (ERSE)</i>		763	760	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		232,99	226,72	<b>229,86</b>
<b>BT</b>		<b>6 841</b>	<b>6 943</b>	<b>6 892</b>
<b>Componente fixa</b>		<b>3 421</b>	<b>3 472</b>	<b>3 446</b>
50%		50%	50%	
<b>Componente variável</b>		<b>3 421</b>	<b>3 472</b>	<b>3 446</b>
50%		50%	50%	
<i>N. clientes (ERSE)</i>		121 655	122 235	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		28,12	28,40	<b>28,26</b>

Fonte: ERSE e EDA

Tal como referido anteriormente, na transposição de 2016 para 2018 considerou-se a atualização de dois anos com base no (IPIB-X), onde o fator de eficiência foi o do período de regulação 2015-2017. A Figura 6-15 ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para o novo período regulatório.

**Figura 6-15 - Base de custos controláveis metodologia de cálculo para 2018**



Fonte: ERSE

Acresce referir que foi feito um ajustamento adicional à base de custos, em virtude das conclusões obtidas com a análise dos preços de transferência, as quais poderão ser consultadas com maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Com efeito, verificou-se que a EDA adquire serviços a empresas do grupo, cuja metodologia de preço se consubstancia na alocação dos custos incorridos com os serviços acrescida de uma margem. Por outro

lado, a EDA presta serviços ao grupo cuja metodologia de preço se traduz apenas na alocação dos custos incorridos com esses serviços.

Neste sentido, e tendo em conta que a EDA também deverá cobrar uma margem às empresas do grupo, aplicou-se o valor de uma margem aos serviços prestados pela empresa e deduziu-se o valor apurado (8 mil euros) à base de custos.

Deste modo, o valor da base de custos sujeita a metas de eficiência da EDA para 2018, corresponde a 6 596 milhares de euros, o qual é repartido:

- em 6 286 milhares de euros para a BT;
- e em 310 milhares de euros para a MT.

A base de custos para 2018 é detalhada no ponto 6.3.6.

Registe-se que face à estabilidade da atividade de comercialização da EDA, mantiveram-se os pesos definidos no período regulatório anterior para as componentes de custos fixos e de custos variáveis, iguais a 50%.

Esta análise encontra-se detalhada no ponto 8.2.

#### 6.3.4 BASE DE CUSTOS PARA 2018 EEM

A base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência apurada para 2018 corresponde à média dos custos reais de 2015 e 2016, excetuando os gastos com pessoal, tal como mencionado anteriormente e da média de 2015 e 2016 dos custos aceites pela ERSE. Os quadros e gráficos abaixo ilustram a situação descrita.

Quadro 6-6 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – ERSE

ERSE		Valores em 10 <sup>3</sup> euros		
	2015	2016	média 2015-2016	
<b>Total</b>	<b>4 533</b>	<b>4 415</b>	<b>4 474</b>	
<b>MT</b>	<b>453</b>	<b>441</b>		
<b>Componente fixa</b>	<b>226</b>	<b>220</b>	<b>223</b>	
50%	50%	50%		
<b>Componente variável</b>	<b>227</b>	<b>221</b>	<b>224</b>	
50%	50%	50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	304	304		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	746,89	726,89	<b>736,89</b>	
<b>BT</b>	<b>4 080</b>	<b>3 974</b>		
<b>Componente fixa</b>	<b>2 039</b>	<b>1 985</b>	<b>2 012</b>	
50%	50%	50%		
<b>Componente variável</b>	<b>2 040</b>	<b>1 989</b>		
50%	50%	50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	136 330	136 547		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	14,97	14,57	<b>14,77</b>	

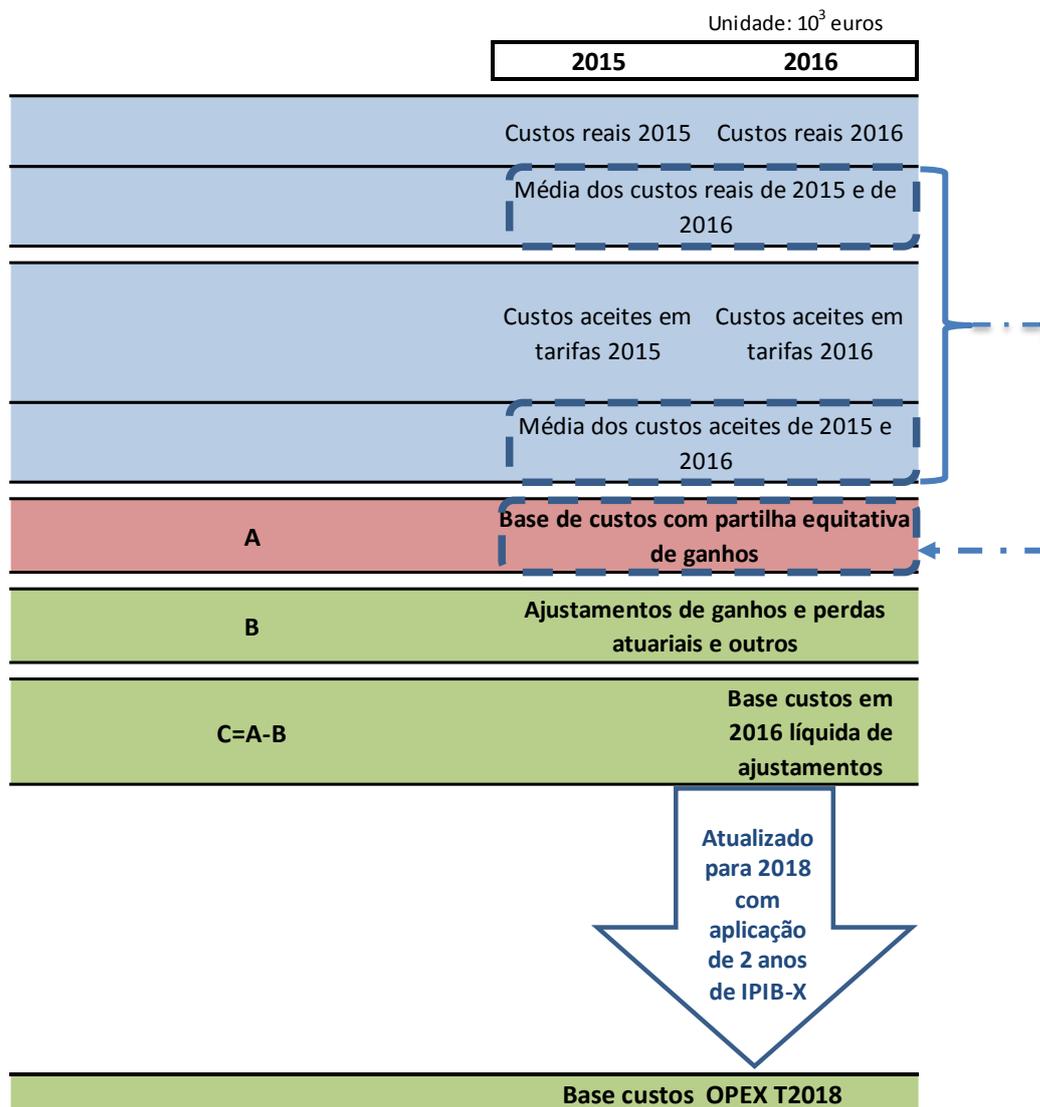
Quadro 6-7 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM

EEM		Valores em 10 <sup>3</sup> euros		
	2015	2016	média 2015-2016	
<b>Custo total</b>	<b>5 293</b>	<b>4 962</b>	<b>5 128</b>	
MT	<b>527</b>	<b>496</b>	<b>512</b>	
BT	<b>4 766</b>	<b>4 466</b>	<b>4 616</b>	
Peso MT nos custos totais	10%	10%	10%	
Peso BT nos custos totais	90%	90%	90%	

Fonte: ERSE e EEM

Tal como apresentado na EDP SU e na EDA, na transposição de 2016 para 2018 considerou-se a atualização de dois anos com base no (IPIB-X), onde o fator de eficiência foi o do período de regulação 2015-2017. A Figura 6-16 ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para o novo período regulatório.

Figura 6-16 - Base de custos controláveis metodologia de cálculo para 2018



Fonte: ERSE

De salientar que foi efetuado um ajustamento adicional à base de custos, no que se refere aos ganhos e perdas atuariais.

A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional tem implicado que os movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais deixem de ser reportados 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 caso particular da EEM, a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional ocorrida em 2016, implicou que a partir desta data, os movimentos associados aos ganhos ou perdas atuariais deixassem de ser reportados na demonstração de resultados da empresa e, por esta via, a ERSE deixou de reconhecer estes valores no apuramento dos proveitos permitidos.

Como tal, para o ano de 2015, foi deduzido o montante de 7 mil euros e em 2016 foi adicionado o montante de cerca de 6 mil euros.

Deste modo, o valor da base de custos sujeita a metas de eficiência da EEM para 2018, corresponde a 4 611 milhares de euros, o qual é repartido:

- em 4 150 milhares de euros para a BT;
- e em 460 milhares de euros para a MT.

A base de custos para 2018 é detalhada no ponto 6.3.6.

Registe-se que face à estabilidade da atividade de comercialização da EEM, tal como para a EDA, mantiveram-se os pesos definidos no período regulatório anterior para as componentes de custos fixos e de custos variáveis, iguais a 50%.

Esta análise encontra-se detalhada no ponto 8.2.

### 6.3.5 METAS DE EFICIÊNCIA

Verificou-se que a EDP SU tem conseguido desenvolver esforços no sentido de garantir um maior nível de eficiência económica, diminuindo os custos unitários. Os ganhos assim alcançados foram partilhados com os clientes do SEN no cálculo da base de custos. Como foi evidenciado, o desempenho da EDP SU no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador tem historicamente, evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE, tendo, por isso, conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.

No entanto e conforme anteriormente referido, a evolução da atividade da EDP, SU está bastante dependente de fatores que lhe são externos, dificultando uma adaptação economicamente reacional da sua base de custos ao nível de atividade. Neste sentido, entende-se que se deve aplicar a meta de eficiência em 1,5%.

No caso das RAs, a meta de eficiência proposta situa-se nos 2,5%, de modo a sinalizar às empresas a necessidade de desenvolverem esforços no sentido de diminuírem os custos unitários, tendo em conta que, apesar de no anterior período regulatório terem melhorado a eficiência, as empresas têm mantido continuamente níveis de custos elevados.

### 6.3.6 PARÂMETROS 2018-2020

Seguidamente são apresentados os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2018-2020 e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2019 e de 2020, à atividade de CEE do EDP SU, da

EDA e da EEM. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2019 e 2020, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

$$\text{Custos operacionais líquidos de outros proveitos sujeitos a metas de eficiência}_t = \text{Parte Fixa}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t) + \text{Custo unitário por cliente}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t) * \text{número médio de clientes}_t$$

## EDP SU

Quadro 6-8 - Parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização da EDP SU para 2018-2020

		Valores em 10 <sup>3</sup> euros		
		2018	2019	2020
<b>NT</b>		<b>72</b>		
<b>Componente fixa</b>		29		
40%				
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		1,50% 1,50%		
<b>Componente variável</b>		43		
60%				
<i>N. clientes (ERSE)</i>		567		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		76,12898		
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		1,50% 1,50%		
<b>BTE</b>		<b>89</b>		
<b>Componente fixa</b>		36		
40%				
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		1,50% 1,50%		
<b>Componente variável</b>		53		
60%				
<i>N. clientes (ERSE)</i>		1 191		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		44,79722		
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		1,50% 1,50%		
<b>BTN</b>		<b>25 070</b>		
<b>Componente fixa</b>		10 028		
40%				
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		1,50% 1,50%		
<b>Componente variável</b>		15 042		
60%				
<i>N. clientes (ERSE)</i>		1 279 422		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		11,75655		
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		1,50% 1,50%		
<b>Total</b>		<b>25 231</b>		

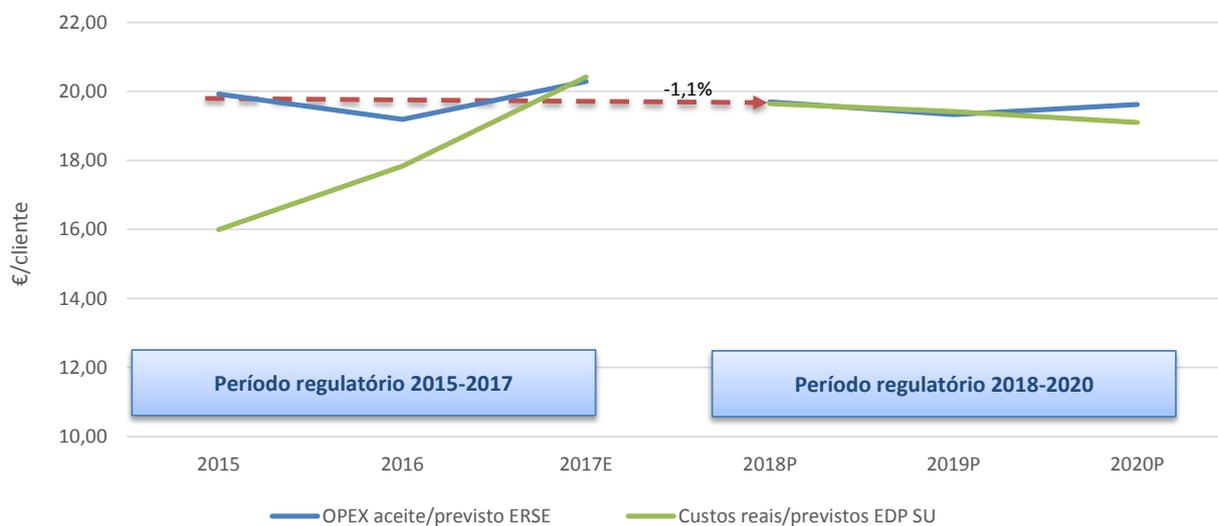
Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia para a atividade de comercialização da EDP SU constam da Figura 6-17.

**Figura 6-17 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDP SU**



**Figura 6-18 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDP SU**



Fonte: ERSE, EDP SU

Refira-se que os proveitos permitidos previstos para este período têm em linha de conta o número médio de clientes previstos pela ERSE.

Para o próximo período regulatório, a ERSE prevê um ligeiro decréscimo do OPEX, em linha de conta com as previsões da EDP SU. Em termos de custo unitário por cliente, a ERSE prevê, igualmente, uma diminuição, embora menor, uma vez que se prevê que o número de clientes não tenha uma saída tão significativa quanto a saída do número de clientes no anterior período regulatório. Como tal, o OPEX aceite pela ERSE em 2020, poderá ter um ligeiro acréscimo face à previsão da EDP SU devido à entrada de novos clientes, que aquando do envio da informação previsional por parte da EDP SU não estava previsto.

## EDA

**Quadro 6-9 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EDA para 2018-2020**

	Valores em 10 <sup>3</sup> euros		
	2018	2019	2020
<b>MT</b>	<b>310</b>		
<b>Componente fixa</b>	155		
50%			
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		2,50%	2,50%
<b>Componente variável</b>	155		
50%			
<i>N. clientes (ERSE)</i>	767		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	201,71267		
<i>Fator de eficiência n<sup>o</sup> médio de clientes</i>		2,50%	2,50%
<b>BT</b>	<b>6 286</b>		
<b>Componente fixa</b>	3 143		
50%			
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		2,50%	2,50%
<b>Componente variável</b>	3 143		
50%			
<i>N. clientes (ERSE)</i>	123 604		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	25,42803		
<i>Fator de eficiência n<sup>o</sup> médio de clientes</i>		2,50%	2,50%
<b>Total</b>	<b>6 596</b>		

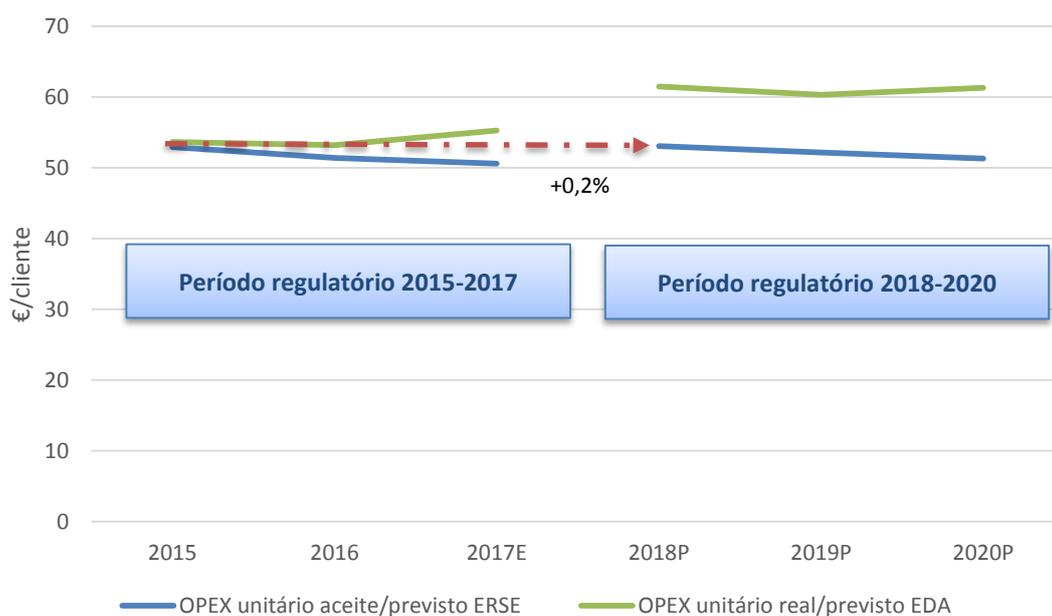
Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia para a atividade de comercialização da EDA constam das Figura 6-19 e Figura 6-20.

**Figura 6-19 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDA**



**Figura 6-20 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDA**



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se que a base de custos para 2018 foi reajustada face à base de custos fixada no período regulatório anterior, posicionando-se em linha com os custos realmente ocorridos nesse período.

Note-se que para o próximo período regulatório, os custos previstos pela EDA sobem substancialmente, sendo estes valores superiores aos valores da base de custos definida pela ERSE para esse ano. De

salientar que a ERSE, para o próximo período regulatório, internaliza parcialmente a evolução do gastos com pessoal prevista devido à reposição de cortes salariais.

Note-se, ainda, que os proveitos permitidos previstos para este período têm em linha de conta o número médio de clientes previstos pela empresa.

## EEM

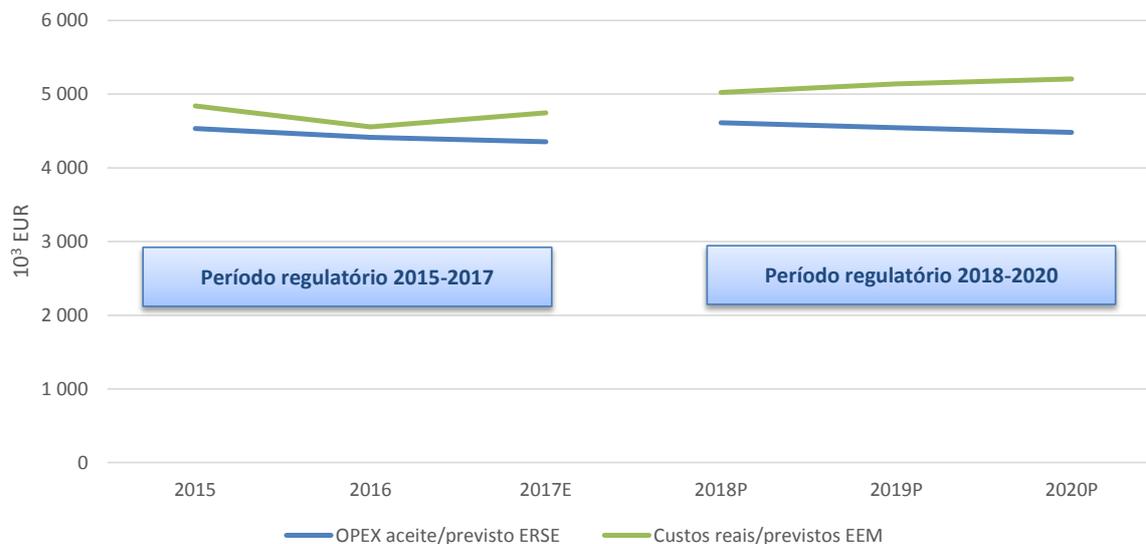
**Quadro 6-10 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EEM para 2018-2020**

	Valores em 10 <sup>3</sup> euros		
	2018	2019	2020
<b>MT</b>	<b>460</b>		
<b>Componente fixa</b>	230		
50%			
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		2,50%	2,50%
<b>Componente variável</b>	230		
50%			
<i>N. clientes (ERSE)</i>	304		
<i>Custo unitário Eur/cliente)</i>	756,62481		
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		2,50%	2,50%
<b>BT</b>	<b>4 150</b>		
<b>Componente fixa</b>	2 075		
50%			
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		2,50%	2,50%
<b>Componente variável</b>	2 075		
50%			
<i>N. clientes (ERSE)</i>	136 547		
<i>Custo unitário Eur/cliente)</i>	15,19869		
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		2,50%	2,50%
<b>Total</b>	<b>4 611</b>		

Fonte: ERSE

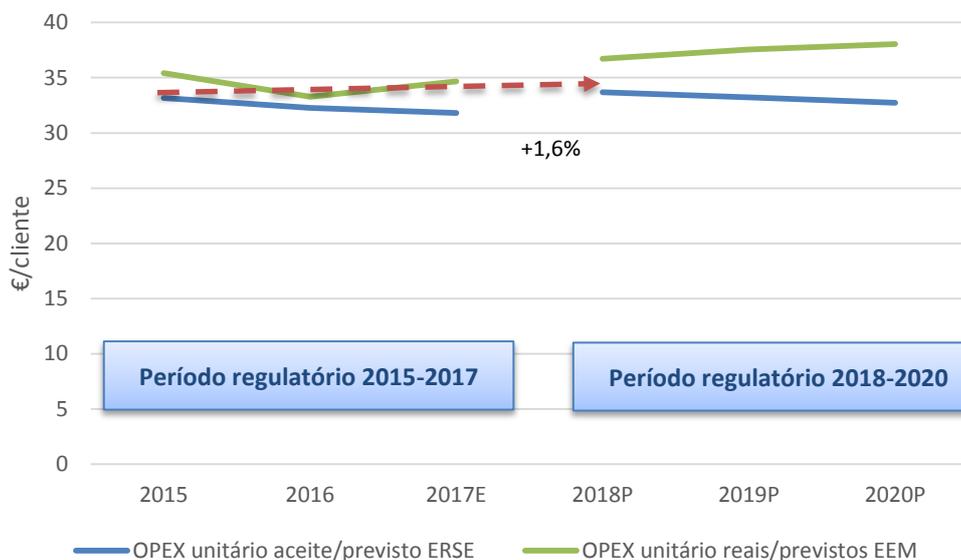
Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia para a atividade de comercialização da EEM constam da Figura 6-21 e Figura 6-22.

**Figura 6-21 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EEM**



Fonte: ERSE, EEM

**Figura 6-22 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EEM**



Fonte: ERSE, EEM

Tal como para a EDA, a base de custos para 2018 foi reajustada face à base de custos fixada no período regulatório anterior, posicionando-se em linha com os custos ocorridos.

Note-se que para o próximo período regulatório, e tal como no caso da EDA, os custos previstos pela EEM sobem substancialmente, sendo estes valores superiores aos valores da base de custos definida pela

ERSE para esse ano. De salientar que a ERSE, para o próximo período regulatório, internaliza parcialmente a evolução dos gastos com pessoal prevista devido à reposição de cortes salariais.

Deste modo, analisado o desempenho da EEM, a base de custos definida pela ERSE para a sua atividade de comercialização reflete, tal como para as restantes atividades reguladas, a partilha do desempenho verificado no anterior período regulatório entre a empresa e os clientes. A análise efetuada no capítulo 8 reforça esta posição.

Note-se, ainda, que, os proveitos permitidos previstos para este período têm em linha de conta o número médio de clientes previstos pela empresa.

## 7 CUSTO DE CAPITAL

### 7.1 INTRODUÇÃO

Em termos latos, o custo de capital corresponde à taxa de remuneração mínima exigida por um investidor para aplicar os seus recursos, tendo em conta os rendimentos expetáveis associados ao investimento e o risco associado ao recebimento desses rendimentos, no contexto económico e financeiro em que se enquadra.

A taxa de remuneração definida pela ERSE para os ativos das atividades reguladas corresponde ao custo de capital dessas atividades estimado pelo regulador. A ERSE tem seguido um conjunto de princípios ao longo do tempo nos processos de definição do custo de capital das atividades reguladas que importa salientar.

A estabilidade regulatória é um dos principais princípios que tem regido a atuação do regulador quando calcula o custo de capital das atividades reguladas. A estabilidade regulatória garante aos agentes poderem, à partida, antecipar e interpretar o quadro regulatório. A aplicação deste princípio pelo regulador permite diminuir o risco regulatório e, conseqüentemente, o risco da atividade, contribuindo para a diminuição do custo de capital da atividade regulada com um impacte direto e positivo no nível tarifário. Deste modo, em cada novo processo de cálculo do custo de capital, a ERSE tem procurado não ser disruptiva face às metodologias e abordagens que tem seguido no passado, sempre que o contexto económico e financeiro assim o permita.

Outro princípio orientador da ERSE, o qual está diretamente associado ao anterior, é o da coerência metodológica. A opção de se escolherem diferentes metodologias ou abordagens é expetável apenas se o contexto ou a natureza da atividade assim o justifiquem. Deste modo, entende-se que deverá haver coerência nas metodologias regulatórias, não apenas dentro da mesma atividade ou setor ao longo do tempo, como também entre atividade de setores diferentes, quando apresentam naturezas semelhantes e se enquadram no mesmo contexto económico e financeiro, como por exemplo os setores elétrico e do gás natural. Não seria compreendido que fossem seguidas abordagens diferentes na definição do custo de capital para o setor elétrico e para o setor do gás natural para variáveis iguais, se no intervalo de tempo que separa os processos de cálculo dos custos de capital das atividades reguladas desses setores, não se tenha verificado nenhuma alteração de circunstância que justifique diferentes opções.

Finalmente, a estabilidade regulatória e a coerência metodológica não podem pôr em causa a devida adaptação das metodologias empregues e práticas seguidas na definição do custo de capital à evolução dos contextos económico e financeiro em que se desenvolvem essas atividades. A capacidade da prática regulatória adaptar-se às alterações do contexto envolvente é outro dos principais princípios regulatórios.

Recorde-se, por exemplo, que a definição do custo de capital nos anteriores períodos regulatórios foi determinada em ambientes de incerteza e instabilidade financeira em que o regulador ponderou um conjunto de medidas, que o levaram a introduzir um mecanismo de indexação deste parâmetro às variáveis representativas das condições financeiras nacionais no período de regulação 2012 a 2014, que se manteve até à data.

Finalmente, importa ainda frisar que, mesmo quando a evolução do contexto económico e social não justifica uma revisão das práticas regulatórias, este mesmo contexto não é imutável, pelo que a aplicação das mesmas metodologias e dos mesmos critérios podem resultar em valores diferentes de custo de capital. Como se verá, este é o contexto que caracteriza o presente exercício de cálculo do custo de capital das atividades reguladas para o período regulatório 2018-2020.

## **7.2 EVOLUÇÃO DO CONTEXTO REGULATÓRIO E ECONÓMICO**

### **EVOLUÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO**

Na preparação do presente período regulatório 2018-2020, ocorreram algumas mudanças nas metodologias de regulação das atividades do setor elétrico. Estas mudanças visaram aprofundar a regulação por incentivos, que já se aplicava na quase totalidade das atividades reguladas, tanto ao alargá-la, devidamente adaptada, à única atividade na qual ainda não se aplicava, a atividade de Gestão Global do Sistema (GGS), como ao promover o desempenho em sentido lato das empresas, dissociando-o do controlo de custos como única medida do desempenho, designadamente ao nível das atividades de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) em baixa tensão (BT)<sup>74</sup> e de Transporte de Energia Elétrica (TEE)<sup>75</sup>.

Estas alterações, que foram aplicadas de modo a garantir o equilíbrio económico-financeiro das empresas desde que geridas de forma eficiente, não têm, de um modo geral, qualquer impacte no risco das atividades das empresas. Todavia, estas alterações não deixaram de ser tidas em conta no cálculo do custo de capital.

---

<sup>74</sup> Com a aplicação de uma metodologia de regulação do tipo TOTEX

<sup>75</sup> Com a substituição do Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil pelo Incentivo à Racionalização dos Investimentos Económicos na TEE

## EVOLUÇÃO DO CONTEXTO FINANCEIRO E ECONÓMICO

A definição do custo de capital tem sido profundamente marcada pelos acontecimentos ocorridos em 2010 e 2011 nos mercados financeiros internacionais e, em especial, no mercado financeiro nacional, que no caso de Portugal levaram, a 4 de abril de 2011, ao pedido de assistência financeira à Comissão Europeia.

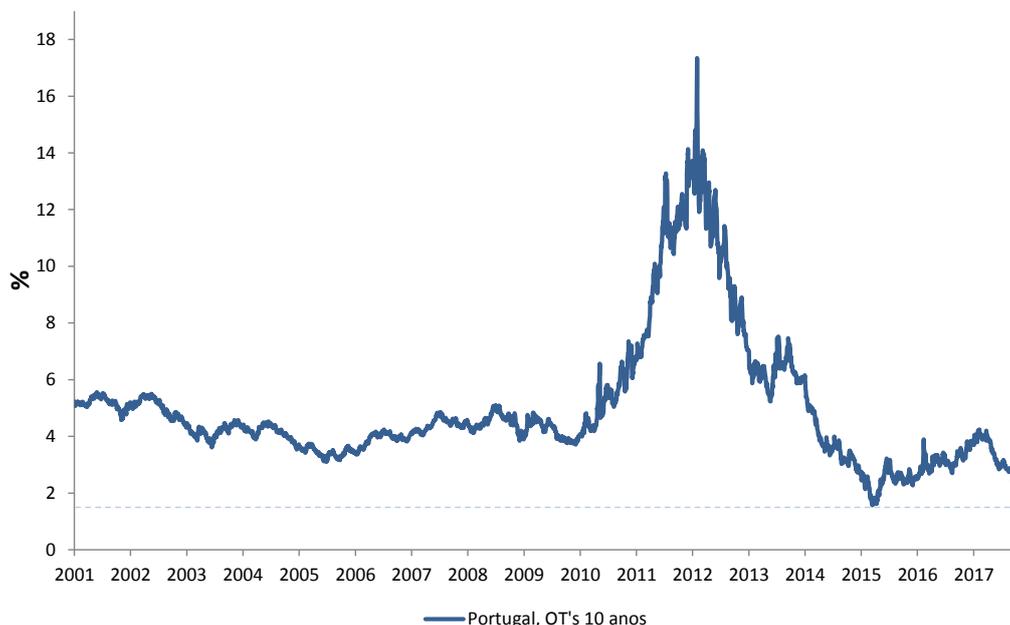
Deste modo, os parâmetros de regulação para o período regulatório 2012-2014 foram definidos em 2011 num ambiente de grande instabilidade e incerteza. No momento de definição dos parâmetros para o período regulatório 2012-2014, no final do terceiro trimestre de 2011, observava-se uma enorme turbulência nos mercados da dívida. As *yields* das Obrigações do Tesouro (OT) a 10 anos em Portugal encontravam-se num movimento de subida acentuada (*vide* Figura 7-1) havendo uma enorme incerteza quanto à sua evolução. Esta situação levou a ERSE a definir um mecanismo de indexação do custo de capital a variáveis representativas das condições financeiras do país<sup>76</sup>.

No momento de definição dos parâmetros de regulação do anterior período regulatório, 2015-2017, em setembro de 2014, a situação continuava bastante incerta, mas com uma tendência oposta, tendo em conta que as *yields* das OTs portuguesas observavam uma descida acentuada, registando mínimos históricos à altura. No entanto, após esta definição dos parâmetros do período regulatório 2015-2017, as *yields* das OT continuaram a registar uma queda que se prolongou até ao final do primeiro trimestre de 2015. Durante o período regulatório 2015-2017 verificou-se uma volatilidade ainda substancial destas *yields*, tendo-se registado um movimento de descida acentuada durante 2017, que se acentuou após a divulgação de alteração da perspetiva<sup>77</sup> do *rating* da República Portuguesa de estável para positiva por parte da Fitch em junho, e da Moodys em setembro, e à subida de *rating* por parte da Standard & Poors (S&P) para o nível de investimento, também em setembro.

---

<sup>76</sup> À data o custo de capital foi indexado aos CDS a 5 anos da República Portuguesa, atualmente a indexação é feita às *yields* das OT a 10 anos.

<sup>77</sup> Estas alterações de perspetiva sinalizam que estas agências poderão subir o *rating* para nível de investimento num prazo de 12 a 18 meses.

Figura 7-1 - *Yields* das obrigações a 10 anos da República Portuguesa

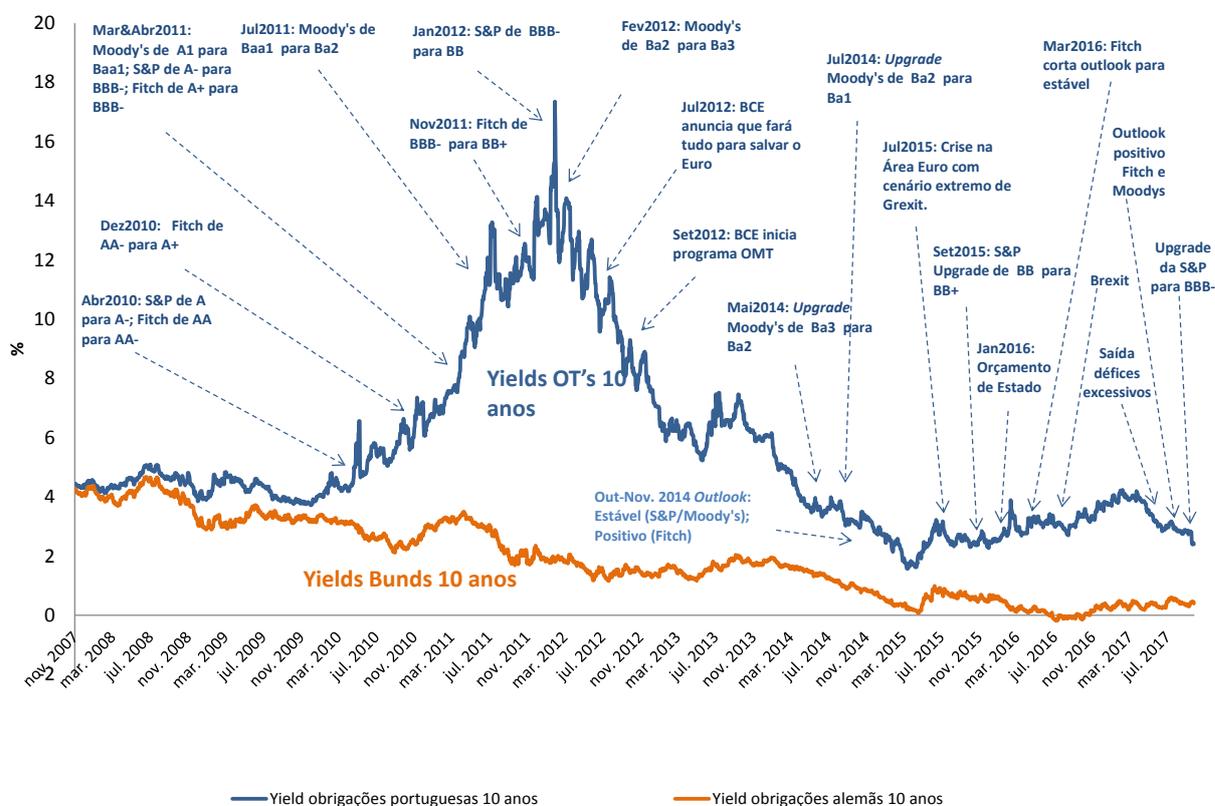
Fonte: ERSE, Reuters

Assim, no momento de definição do custo de capital atual, continua a verificar-se alguma incerteza, embora num ambiente em que se perspetiva uma possível estabilidade no futuro próximo. No entanto, o elevado nível de dívida pública portuguesa e os riscos de uma não redução da mesma nos próximos anos poderá colocar em risco esta possível estabilidade e trazer de volta uma maior volatilidade dos mercados financeiros a Portugal.

Na Figura 7-2 podemos ver a comparação entre as *yields* das OTs e das Bunds alemãs a 10 anos. Nesta figura pode-se observar as diferenças entre a altura da definição dos parâmetros dos anteriores períodos regulatórios (3º trimestre de 2011 e 3º trimestre de 2014) e o atual momento de definição de parâmetros para o período 2018-2020. No 3º trimestre de 2011, depois de uma sucessão de *downgrades* de *rating* de Portugal, o *spread* entre as OTs e as Bunds estava a atingir valores máximos, após um período de *spreads* muito baixos.

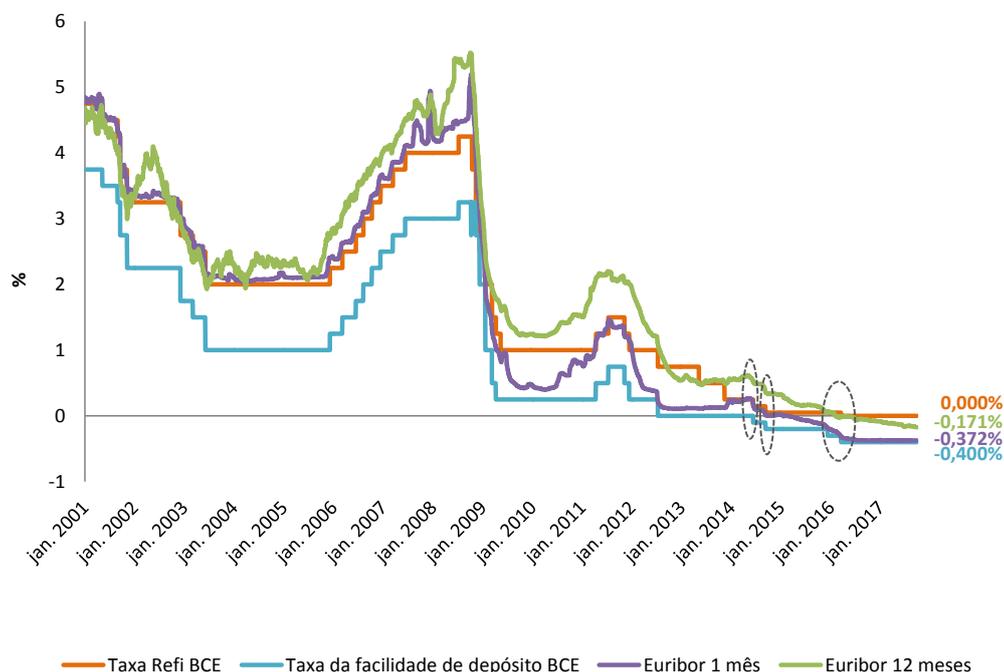
No presente momento, depois do alargamento dos *spreads* em 2016 e inícios de 2017, o *spread* entre as *yields* das OTs e das Bunds voltou a diminuir, muito influenciado pelo recente *upgrade* do *rating* de Portugal por parte da S&P, continuando o *spread*, no entanto, em níveis superiores aos verificados até 2010, evidenciando ainda a existência de algum risco financeiro relativamente a Portugal percebido pelos agentes económicos, que justifica a manutenção do mecanismo de indexação.

**Figura 7-2 - Yields das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund)**



Fonte: ERSE, Reuters

Figura 7-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses

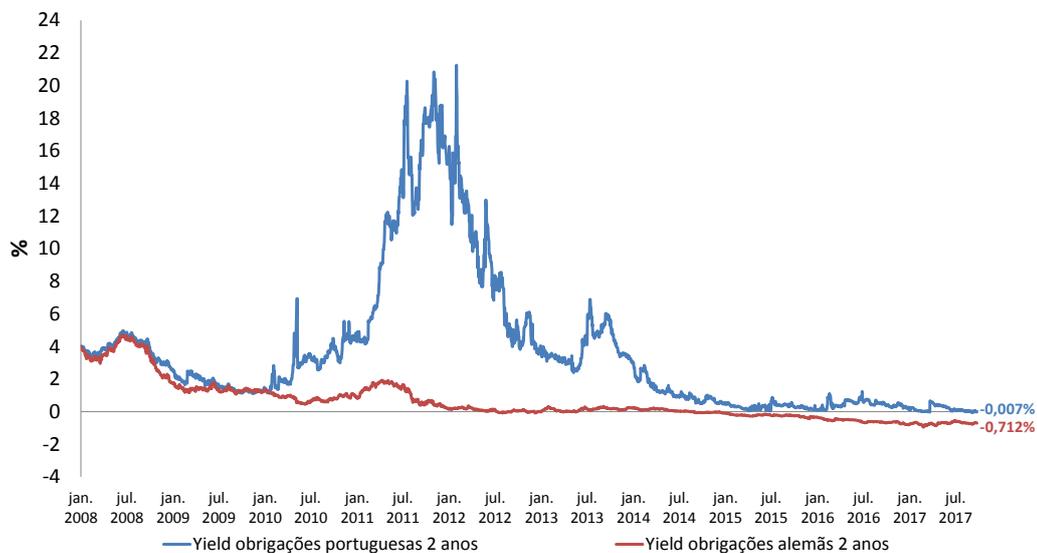


Fonte: ERSE, Reuters

No presente momento de definição do custo de capital, à semelhança do verificado antes do início do anterior período regulatório de 2015-2017, continuam a verificar-se condições económicas e financeiras atípicas (Figura 7-3, Figura 7-4 e Figura 7-5):

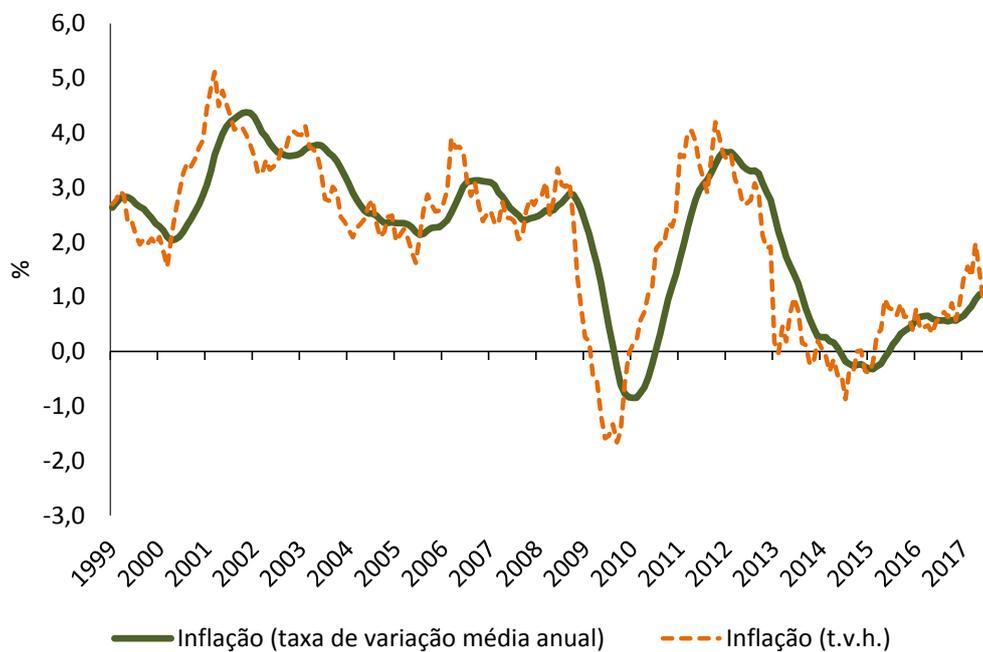
- Taxa da facilidade de depósitos do BCE negativa (-0,4%);
- Taxa de juro de referência do BCE (taxa *refi*) de zero;
- Taxas Euribor em todas as maturidades negativas, com a taxa a 1 mês em -0,372% e a taxa Euribor a 12 meses em -0,171%;
- Bunds a 2 anos negativas (-0,712% em setembro de 2017);
- Existência ainda de algumas pressões desinflacionistas na economia europeia, apesar de se verificar em Portugal uma tendência de aumento da inflação, para valores próximos de 1% (a taxa de variação média anual do IPC em Portugal no mês de agosto era 1,1%);
- Em agosto de 2017 a dívida pública situou-se em 250,4 mil milhões de euros, um valor máximo histórico, e registando pela primeira vez um valor acima dos 250 mil milhões de euros.

Figura 7-4 - Yields das OTs e das Bunds a 2 anos



Fonte: ERSE, Reuters

Figura 7-5 - Inflação (IPC) em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Esta situação atípica não perspetiva, no entanto, uma mudança profunda do contexto que enquadra a definição do custo de capital face ao anterior período regulatório. Como mencionado anteriormente, a definição do custo de capital antes de impostos das atividades reguladas baseia-se na estabilidade de um

conjunto de princípios conceptuais e metodológicos. Assim, no cálculo do parâmetro do custo de capital não existiram alterações significativas em termos de metodologia face à anterior definição do custo do capital para o período regulatório de 2015-2017. No entanto, não se deixou de efetuar uma prudente consideração das atuais condições de mercado, da sua mais recente evolução e das perspetivas de evolução da economia e dos mercados financeiros para os próximos anos. Tendo em consideração a alteração de envolvente face ao anterior período regulatório, foram cuidadosamente ponderadas as formas de cálculo das mesmas para ajustar o custo de capital ao verdadeiro custo esperado para as empresas no período regulatório 2018-2020.

### 7.3 METODOLOGIA

#### BREVE ENQUADRAMENTO DAS METODOLOGIAS ADOTADAS

As opções metodológicas adotadas na determinação do custo de capital foram já aplicadas em anteriores períodos regulatórios. A metodologia e os fundamentos para determinação do custo de capital são os expressos nos anteriores documentos “Parâmetros de regulação para o período 2015-2017” e “Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014” do setor elétrico e no documento “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018 -2019” do setor do gás natural, para os quais se remete a leitura para um melhor enquadramento e uma melhor compreensão das considerações do presente capítulo.

O custo de capital é calculado antes de impostos<sup>78</sup>, de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP = G \times R_d + (1 - G) \frac{R_{cp}}{(1 - T)} \quad (1)$$

Em que *CCMP* (ou *WACC*<sup>79</sup>) é o Custo de Capital Médio Ponderado,  $R_d$  é a remuneração do custo de capital alheio,  $G$  o peso do capital alheio no capital total,  $R_{cp}$  é a remuneração do custo de capital próprio e  $T$  a taxa de imposto sobre as empresas, que será de 29,5%.

Assim, em termos metodológicos, o custo médio ponderado do capital consiste numa média ponderada do custo de capital próprio e do custo de capital alheio, correspondendo à taxa de remuneração mínima exigida para atrair fundos para um determinado investimento.

---

<sup>78</sup> Tendo em conta que, para efeitos regulatórios, os impostos não são considerados como custos aceites.

<sup>79</sup> *Weighted Average Cost of Capital*

Numa desagregação da fórmula do CCMP podemos detalhar as diferentes variáveis que será necessário definir para determinação do parâmetro CCMP:

$$CCMP = \underbrace{[R_f + PR_d]}_{R_d} \times G + \underbrace{\left[ R_f + \beta_A \left[ 1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] (PR_m) \right]}_{R_{cp}} \times (1 - G) \times 1/(1 - T) \quad (2)$$

Onde:

- $R_f$  é a taxa de juro sem risco,
- $PR_d$  é Prémio de risco da dívida
- $\beta_A$  é o beta do ativo,
- $\beta_{cp}$  e é o beta do capital próprio
- $PR_m$  é o prémio de risco de mercado

Os ativos regulados são avaliados ao custo de aquisição, deste modo o custo de capital é nominal, incorporando a desvalorização monetária.

O custo de capital próprio,  $R_{cp}$ , é calculado com base num modelo teórico de valorização de ativos com risco, o *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*. De uma forma simplificadora, este modelo assume que o custo de capital próprio obtém-se adicionando um prémio de risco à taxa de juro sem risco,  $R_f$ , sendo o prémio determinado pelo risco sistemático do investimento e o prémio de risco do mercado. O risco sistemático do investimento é medido pelo beta<sup>80</sup> do investimento. A equação que segue evidencia este cálculo:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i PR_m \quad (3)$$

Onde:

- $R_i$  é a rendibilidade esperada do ativo  $i$ ,
- $R_f$  é a taxa de juro sem risco,
- $\beta_i$  é o beta do ativo  $i$ ,
- $PR_m$  é o prémio de risco de mercado

<sup>80</sup> Que corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos

Este modelo é desenvolvido em mais profundidade no ponto 7.4.4.

O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito na empresa.

## **7.4 DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL**

### **7.4.1 TAXA DE IMPOSTO**

A taxa de imposto foi definida conforme legislação em vigor, considerando a taxa de IRC, a derrama Municipal e a derrama Estadual, conhecidas à data.

Desta forma, a taxa de imposto foi definida em 31,5% considerando uma taxa de IRC de 21%, uma derrama Municipal de 1,5% e uma derrama Estadual de 9%.

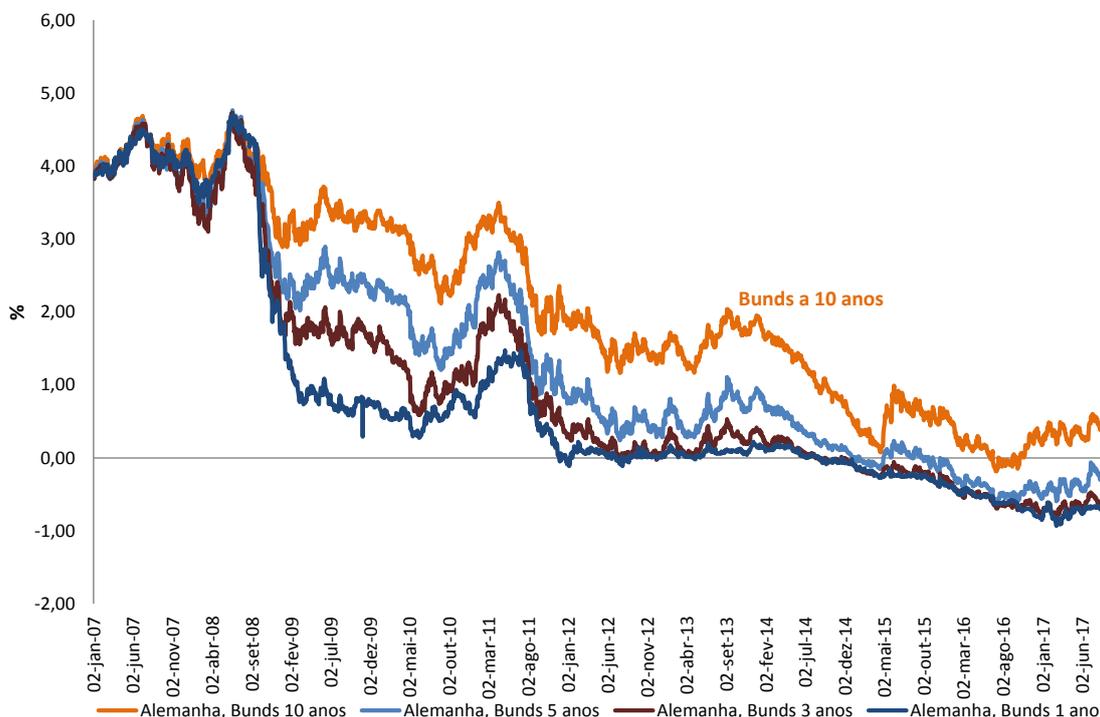
### **7.4.2 TAXA DE JURO SEM RISCO**

Ao relacionar a detenção de ativos com risco e de ativos sem risco, o modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) dá um particular enfoque à definição das taxas de juro sem risco.

Na Figura 7-2 apresentada anteriormente podemos observar a evolução das OT e das Bunds a 10 anos. Até meados de 2007, a cotação dos dois títulos era praticamente coincidente. Após essa data, a diferença entre as referidas cotações aumentaram significativamente até janeiro de 2012, tendo diminuído posteriormente, embora nunca se aproximando dos valores verificados antes de 2007 (ou mesmo de 2009), deixando claramente de ser um valor próximo de zero.

Na Figura 7-6 podemos verificar que as Bunds a 10 anos têm registado, desde 2009, *yields* consideravelmente superiores a outras maturidades inferiores. As *yields* das maturidades a 1 ano, a 3 anos e a 5 anos registavam, no final de setembro de 2017, valores negativos.

Figura 7-6 - Yields das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano



Fonte: ERSE, Reuters

A determinação da taxa de juro sem risco requer que se defina, a maturidade, o período e forma de cálculo da média da taxa considerada.

Após uma ponderada análise das alternativas, optou-se pela continuação da metodologia aplicada, quer para o anterior período regulatório do setor elétrico, quer para o atual período regulatório do setor do gás natural, calculando a média geométrica dos últimos 5 anos das *yields* das obrigações a 10 anos, tendo em consideração os riscos e a incerteza que as empresas reguladas irão enfrentar no próximo período regulatório. A utilização das cotações dos últimos 5 anos permite refletir nesta taxa uma parte do efeito do período de maior volatilidade, assumindo que não se pode efetuar um análise prospetiva sem ter em conta o efeito histórico, mas também não deixando que o período de turbulência financeira se imponha dado que o momento atual é de maior estabilidade e confiança por parte dos mercados na economia nacional e na economia internacional.

Assim, e à semelhança do que foi decidido para o período regulatório de 2015-2017 no setor elétrico e para o período regulatório do ano gás 2016-2017 a 2018-2019 do setor do gás natural, para determinação da taxa de juro sem risco, optou-se pela média de 5 anos das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA. Neste caso, os países da EU ainda com este *rating* são a Alemanha e os Países Baixos.

A maturidade dos títulos de 10 anos justifica-se, entre outros fatores, por ser a mais próxima da vida útil dos ativos para títulos que garantam alguma liquidez.

Desta forma, obtemos uma taxa de juro sem risco de 1,00%, apresentada no quadro seguinte, onde também estão incluídos, para comparação, os valores definidos para o anterior período regulatório do setor elétrico e para o atual período regulatório do setor do gás natural.

**Quadro 7-1 - Taxa de juro sem risco**

Variável	SE PR 2015-2017	GN PR 2016-2017 a 2018-2019	SE PR 2018-2020
Taxa de juro sem risco (Rf)	2,41% (Média <i>yields</i> obrigações de países UE com rating AAA: Alemanha, Finlândia, Áustria e Países Baixos)	1,73% (Média <i>yields</i> obrigações de países UE com rating AAA: Alemanha, Finlândia, Áustria e Países Baixos)	1,00% (Média <i>yields</i> obrigações de países UE com rating AAA: Alemanha e Países Baixos)

Fonte: Reuters, ERSE

### 7.4.3 GEARING

A estrutura de capital das empresas reguladas é outro fator com impacte no custo de capital muito importante e que a ERSE tem seguido com atenção.

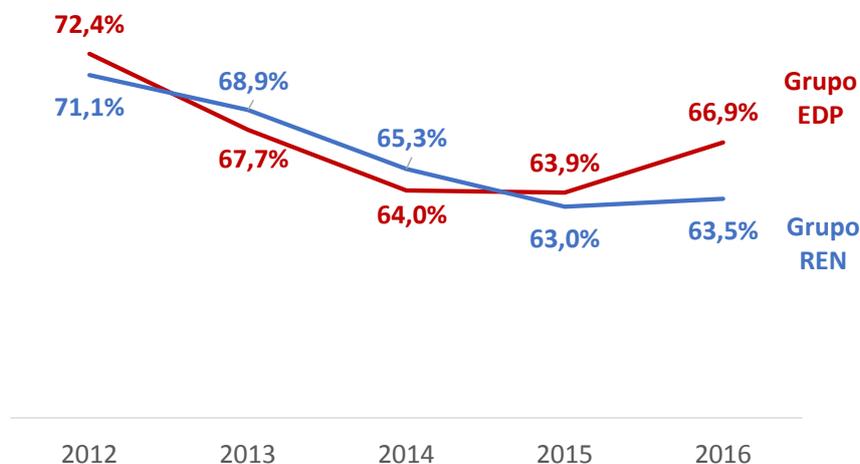
O recurso ao endividamento para se financiar pode fazer sentido até um certo nível por contribuir para baixar o custo de capital<sup>81</sup>. Porém, a definição de um nível de endividamento ótimo varia consoante vários fatores como sejam, nomeadamente, o crescimento da atividade da empresa, os seus rácios de solvabilidade, o contexto económico e as características da própria indústria. De um modo geral, estas empresas, por serem *utilities* e beneficiarem de estabilidade regulatória e operarem em regime de monopólio ao abrigo de concessões públicas, recorrem muito a capital alheio. Este facto reflete-se na estrutura de financiamento das atividades das empresas reguladas.

Na Figura 7-7 apresenta-se a evolução do *gearing*<sup>82</sup> do Grupo EDP e do Grupo REN. Em 2015 o nível médio de endividamento do Grupo EDP ascendeu a 63,9% e em 2016 fixou-se nos 66,9%. O nível de endividamento do Grupo REN ascendeu, em 2015, a 63,0%, ligeiramente abaixo dos 63,5% de 2016.

<sup>81</sup> Uma forma de quantificar o impacto no valor da empresa pelo recurso ao endividamento é o valor atualizado da vantagem fiscal.

<sup>82</sup> O *gearing* é definido como  $D/(D+E)$ , em que “D” é a dívida e “E” é o Capital Próprio.

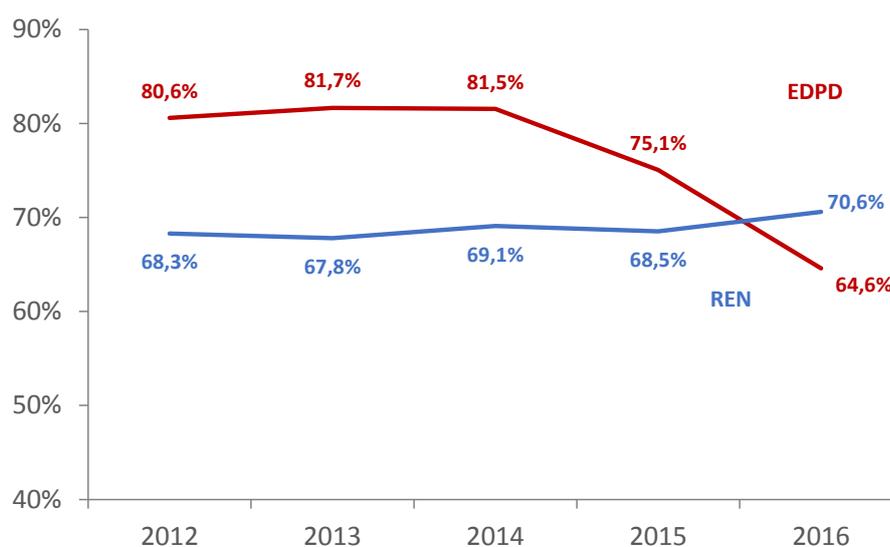
Figura 7-7 - Gearing dos Grupos EDP e REN



Fonte: ERSE, EDP, REN, Reuters

Na Figura 7-8 abaixo pode-se observar o nível de endividamento das empresas reguladas de cada um dos grupos, a EDP Distribuição - Energia, S.A. e a REN, Rede Elétrica Nacional, S.A.. Nesta Figura 7-8 salienta-se a redução muito significativa do endividamento da EDP Distribuição, ao contrário do observado para o Grupo EDP, entre 2014 e 2016, de 81,5% para 64,6%. A REN, Rede Elétrica Nacional, S.A., registou uma ligeira tendência de crescimento do endividamento, ao longo do período em análise, em sentido oposto ao observado no endividamento do Grupo.

Figura 7-8 - Gearing EDP Distribuição - Energia, S.A. e a REN, Rede Elétrica Nacional, S.A.



Fonte: ERSE, EDP, REN, Reuters

A ERSE tem aplicado, como é prática comum entre os reguladores europeus dos setores das *utilities*, em particular no setor da energia, estruturas teóricas de capital eficientes para a definição do custo de capital, de modo a desincentivar as empresas a alterarem as respetivas estruturas de capital e, desta forma, a aumentarem o risco e o seu custo de capital e, conseqüentemente, a taxa de remuneração dos imobilizados. No caso em concreto das empresas reguladas, o nível de endividamento elevado, que não tem reflexo na estrutura de capital implícita na taxa de remuneração, poderia afastar o custo de capital real da atividade da taxa de remuneração que foi definida para o período regulatório. Na prática, isto poderá corresponder a financiar as atividades não reguladas através das atividades reguladas, gerando subsídios cruzados indesejáveis, sem que o sistema beneficie das taxas de financiamento relativamente baixas.

No presente período regulatório a ERSE mantém a metodologia de estrutura de capital teórico eficiente para a definição do custo de capital das atividades reguladas do setor elétrico.

No Quadro 7-2 podemos observar os valores e a metodologia seguida pelos reguladores europeus para o nível de rácio de endividamento. Os valores definidos pelos reguladores europeus situam-se num intervalo entre um mínimo de 32% e um máximo de 67%, sendo o valor médio de aproximadamente 50% para os Transmission System Operators (TSO), que correspondem aos operadores das redes de transporte e gestores do sistema, e 42% para os DSO Distribution System Operators (DSO), que correspondem aos operadores das redes de distribuição.

**Quadro 7-2 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus**

País	ORT/ORD SE	Gearing		Breve descrição (2016)
		Valor	Ano	
País A	ORT	n.d.	n.d.	n.d.
	ORD	n.d.	n.d.	
País B	ORT	60.0%	2012	On the basis of expert reports. In 2012 the entire WACC calculation was re-evaluated.
	ORD	60.0%	2012	
País C	ORT	67.0%	2016	Every year, the real gearing is applied in determining the fair margin.
	ORD	n.d.	n.d.	
País D	ORT	50.0%	2016	Tartu University economists consider that the structure of capital (50% of debt and 50% of equity capital) has a very little impact on WACC as the ratio does not affect significantly the value of WACC.
	ORD	50.0%	2016	
País F	ORT	45,8%	2015	The analysis of the European publicly traded companies from electricity sector (for a past ten years).
	ORD	45,8%	2015	
País G	ORT	55.0%	2015	Theoretical optimal value.
	ORD	55.0%	2015	
País H	ORT	60.0%	2015	Value expected by the NRA, based on various comparisons.
	ORD	60.0%	2015	
País I	ORT	44.4%	2016	Theoretical value based on market analysis.
	ORD	44.4%	2016	
País J	ORT	50.0%	2016	Theoretical value expected by the NRA, based on real ratios and future in-vestments plans, the following values were expected: 34% (for tariff year 2011), 38% (2012), 42% (2013), 46% (2014), 50% (2015).
	ORD	50.0%	2016	
País K	ORT	60.0%	2015	Taking into account the reduced risk of energy sector and comparison of other countries.
	ORD	60.0%	2015	
País L	ORT	n.d.	2008	According to the tariff calculation methodology, the rate of return on capital shall be determined so that as not to influence the choice between equity and debt. For the calculations, the actual capital structure are used.
	ORD	n.d.	2008/10	
País M	ORT	50.0%	2011	Discrete, efficient capital structure.
	ORD	50.0%	2011	
País N	ORT	57,5%	2012	In setting notional gearing, the NRA considered financeability, return on regulatory equity, regulatory precedent, actual gearing and the ratio of investment to RAB.
	ORD	65.0%	2014	
País O	ORT	50.0%	2013	Based on peer group.
	ORD	50.0%	2013	
País P	ORT	50.0%	n.d.	Estimations on international energy companies capital structure.
	ORD	50.0%	2009	
País Q	ORT	45.0%	2012	Benchmarking.
	ORD	45.0%	2012	
País R	ORT	60.0%	2013	CRE examines the different parameters used in WACC calculation based on historical and forward looking approach. An external consultant's study is commissioned. In-house assessments, discussions with operators and shareholders are carried out.
	ORD	n.d.	n.d.	
País T	ORT	60.0%	2016	We defined a long-term equity share by finding the weighted average of equity share in Norwegian network companies, based on five years of observations. This average was compared to the equity share in other international regulation.
	ORD	60.0%	2016	
País U	ORT	n.d.	n.d.	N.A.
	ORD	n.d.	n.d.	
País V	ORT	50.0%	2016	Based on consultancy report: Ernst & Young Oy, Kohtuullisen tuottoasteen määrittäminen sähkö- ja maakaasuverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle (Measuring reasonable return for electricity- and gas networks), 10.10.2014
	ORD	40.0%	2016	
País S	ORT	32,0%	2015	An estimation of the ratio Bases on own analysis (D/D+E), according to historical values and Operator's Business Plan. Balance sheet figures. Estimation based on the relevant ratio in 2014.
	ORD	39,0%	2016	
País X	ORT	60.0%	2011	The gearing ratio is specifically evaluated. The minimum limit is 60%.
	ORD	60.0%	2011	

Fonte: CEER

Face ao exposto, a ERSE entendeu manter o *gearing* definido para o anterior período regulatório 2015-2017, tendo em conta o nível de endividamento das empresas e os valores definidos pelos reguladores europeus.

Assim, manteve-se um *gearing* teórico de 55%, apresentado no Quadro 7-3 em comparação com o valor do anterior período regulatório do setor elétrico e do atual período regulatório do setor do gás natural.

**Quadro 7-3 - *Gearing* definido para o período regulatório e valores de comparação**

Variável	SE PR 2015-2017		GN PR 2016-2017 a 2018-2019		SE PR 2018-2020	
	DSO	TSO	AP	MP e BP	DSO	TSO
<i>Gearing</i> (G)	55%	55%	50%	50%	55%	55%

Fonte: ERSE, CEER

#### 7.4.4 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

##### 7.4.4.1 BREVE ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Tal como referido anteriormente, o CAPM é o modelo considerado no cálculo do custo do capital próprio. Este é um dos vários modelos teóricos de valorização de ativos com risco. Este modelo tem subjacente a teoria da carteira eficiente que, baseada num conjunto de pressupostos teóricos, é de fácil aplicação.

O CAPM é um método que define a rentabilidade esperada de um determinado ativo para um determinado período, de uma forma proporcional ao risco inerente ao ativo. Neste quadro teórico, a rentabilidade esperada do ativo para um determinado período, em equilíbrio, varia de uma forma linear entre a taxa de juro sem risco e a rentabilidade do mercado, tendo em conta o contributo marginal do ativo para o risco da carteira que não diminui com a diversificação da mesma, isto é, o risco de mercado. O risco sistemático é o risco que é inerente à própria atividade. A contribuição do risco individual de uma ação para o risco de um *portfolio* diversificado, ou seja, a sensibilidade de risco sistemático face ao risco de mercado, é definido pelo beta dessa ação que, no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio.

Contudo, o beta do capital próprio incorpora o risco de negócio, bem como também incorpora o risco financeiro da atividade que decorre da sua estrutura de capital. Deste modo, ter-se-ia de inferir não só o contributo de cada atividade para o risco de negócio da empresa, como também o seu contributo para o risco financeiro da empresa.

Como o beta do ativo, ou beta não alavancado, de uma empresa apenas reflete o seu risco de negócio, esta dificuldade é ultrapassada considerando-se o beta do ativo, em lugar do beta do capital próprio. A

definição do beta do ativo a partir do beta do capital próprio recorre a dois pressupostos comumente aceites<sup>83</sup>:

- O primeiro postulado de Modigliani e Miller que afirma que, até um determinado nível de endividamento, a estrutura de capital de uma empresa não altera o valor desta no seu todo, alterando apenas o risco para os acionistas e, conseqüentemente, o custo do capital próprio.
- A existência de vantagem fiscal, isto é, que o aumento do endividamento proporcionar um aumento do custo de capital próprio a uma taxa que decresce com o aumento da taxa de imposto<sup>84</sup>.

Nesse quadro, a rentabilidade do capital próprio,  $R_{cp}$ , é dada por:

$$R_{cp} = R_f + \beta_A \left[ 1 + (1 - T) \frac{G}{(1-G)} \right] (PR_m) \quad (4)$$

Para o cálculo do custo do capital próprio, tendo já sido definidas a taxa de imposto ( $T = 29,5\%$ ), a taxa de juro sem risco ( $R_f = 1,00\%$ ) e o gearing ( $G = 55\%$ ), será necessário ainda definir o prémio de risco de mercado ( $PR_m$ ), o beta do ativo ( $\beta_A$ ) e os betas do capital próprio ( $\beta_{cp}$ ). No atual processo de cálculo do custo de capital, este último parâmetro é o que diferencia o custo de capital das atividades reguladas.

#### 7.4.4.2 PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO E BETAS DO CAPITAL PRÓPRIO

##### PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

O prémio de risco do mercado é o prémio que o investidor pretende receber por deter um ativo com risco inserido num determinado mercado, em vez de investir num ativo sem risco.

A consideração de séries históricas para a determinação do prémio de risco de mercado assenta no pressuposto de existirem situações de equilíbrio dos mercados financeiros, sendo uma metodologia comum no cálculo deste prémio de risco de mercado.

No entanto existem diversos fatores que poderão afetar e condicionar a determinação deste valor, como i) o período de cálculo escolhido para se observar as séries históricas, ii) o *portfolio* de mercado (normalmente um índice bolsista) que se deve escolher e iii) a média geométrica ou aritmética para cálculo da rentabilidade ao longo do período escolhido.

<sup>83</sup> A definição do beta do capital próprio a partir do beta do ativo supõe igualmente que a estrutura de capital da empresa se mantém constante. No que diz respeito ao horizonte do investimento, poder-se-á assumir que os seus retornos são constantes e ilimitados ao longo do tempo ou que estes não são constantes.

<sup>84</sup> A principal consequência da vantagem fiscal é de que o aumento do nível de endividamento implica um aumento do valor da empresa até ao limite dado pelo aumento do risco de falência da empresa. (Aqui não se considera a problemática da dupla tributação, que diminui esta vantagem).

No caso de Portugal, pequeno mercado financeiro e pouco maduro, e que assistiu recentemente a uma situação de instabilidade financeira, importa procurar alternativas à consideração de séries históricas para a definição do prémio de risco, tais como:

- a) Adicionar o risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro.
- b) Analisar o risco percebido pelos agentes de mercado no atual contexto financeiro e económico.

A transposição do risco de país é controversa. Se o risco país puder ser diversificado pelo investidor, então esse risco não deve ser remunerado (apenas o risco não diversificável é remunerado na conceção da metodologia do CAPM). Se os agentes que financiam, através do capital próprio, as atividades reguladas forem investidores com capacidade de diversificar internacionalmente, eliminando o risco do país por diversificação, então o risco país não deverá ser remunerado (Damodaran (2012) <sup>85</sup>).

Contudo, esta possibilidade de eliminação do risco país por diversificação não é consensual, havendo autores que entendem que não se consegue eliminar por completo o risco país através de diversificação. Desta forma, continua a entender-se prudente considerar um valor adicional para contemplar o risco país, à semelhança do considerado nos anteriores períodos regulatórios no setor elétrico e do gás natural.

Acresce que nem todos os investidores terão a mesma capacidade de diversificação das suas carteiras, com a aquisição de títulos que extravasam os seus respetivos mercados nacionais.

Desta forma, o prémio de risco para o cálculo do custo do capital próprio foi calculado adicionando-se duas componentes: i) o prémio de risco de um mercado maduro (um valor considerado estável e calculado normalmente com séries históricas de muito longo prazo) e ii) o prémio de risco de Portugal.

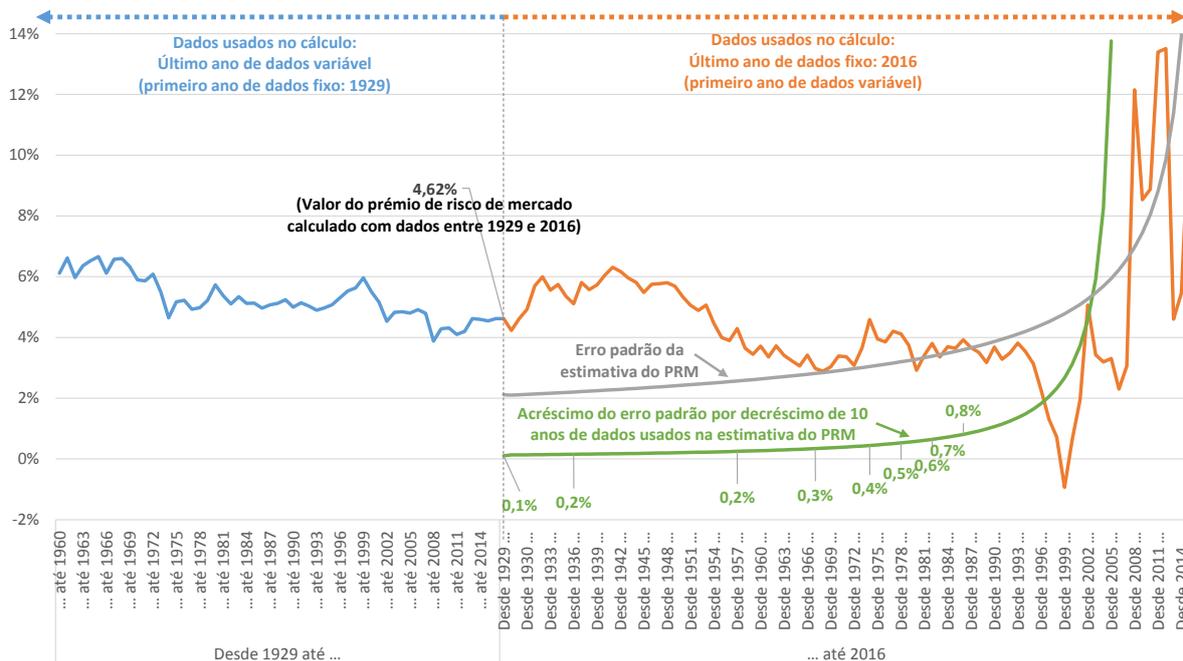
Esta metodologia é idêntica à adotada, quer para o anterior período regulatório no setor elétrico, quer para o atual período regulatório no setor do gás natural.

Para a determinação do prémio de risco do mercado de um mercado maduro que possa ser representativo do prémio de risco durante os próximos anos do período regulatório, deverá considerar-se uma estimativa que seja a melhor estimativa para esse período futuro. Tendo em conta os dados do *spread* entre a rendibilidade do S&P 500 e as obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos, um mercado considerado dos mais maduros, podemos observar na Figura 7-9 abaixo a evolução do prémio de risco de mercado, tendo em conta diferentes períodos de dados para a determinação do prémio de risco de mercado.

---

<sup>85</sup> Damodaran, Aswath, 2012, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset", 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series)

Figura 7-9 - Evolução do prémio de risco de mercado



Fonte: ERSE, Reuters, Aswath Damodaran (pages.stern.nyu.edu/~adamodar/)

A Figura 7-9 apresenta dois tipos de cálculo:

- Na parte esquerda da figura é apresentada a evolução do prémio de risco de mercado estimado para cada ano, tendo em conta o ocorrido até esse ano. Cada ano da figura acrescenta um novo ano de dados. Esta é uma apresentação dita “normal” de um gráfico de dados históricos temporais. Apesar desse lado da figura apenas apresentar dados a partir de 1960, o ano inicial de dados é sempre o mesmo: 1929. Assim, em 1960 o prémio de risco de mercado é calculado com dados entre 1929 e 1960. Em 2016 o prémio de risco de mercado é calculado com dados entre 1929 e 2016.
- Na parte direita da figura o cálculo é feito de forma “inversa”. A forma mais simples de ler esta parte é da direita para a esquerda. Os dados incluídos no cálculo são entre 2016 (um ano “fixo” que entra sempre no cálculo) e o ano até ao qual se incluíram os dados. Quando se lê “Desde 2014...”, na parte mais à direita do gráfico, significa que nesse cálculo apenas estão incluídos dados entre 2014 e 2016 (apenas três anos de dados). À medida que nos deslocamos para a esquerda, vão-se acrescentando mais anos no cálculo histórico dos dados. Assim, no ponto “Desde 1987...” estão incluídos dados entre 1987 e 2016. O ponto de convergência entre as duas partes da figura é onde são usados a totalidade dos dados disponíveis, quer da parte esquerda, quer da parte direita da mesma, obtendo-se um  $PR_m$  de 4,26%, que liga os dois lados.

O que a Figura 7-9 nos mostra é que a consideração de um período de dados demasiado curto (com dados, por exemplo, apenas desde 1995) o valor do prémio de risco de mercado torna-se extremamente volátil e a inclusão de mais, ou menos, um ano pode alterar de forma radical o valor do prémio de risco de mercado. Em casos extremos, usar um período de dados para o cálculo, por exemplo, entre 1999 e 2016 levaria a um prémio de risco de mercado negativo. A volatilidade é representada na figura pelo erro padrão da estimativa do  $PR_m$  (linha cinza). A linha verde da figura mostra o *acréscimo* do erro padrão da estimativa do  $PR_m$ , em cada ano, quando se reduz a amostra em 10 anos de dados. A partir do ponto “Desde 1987...” o acréscimo do erro padrão é de 0.8% e torna-se exponencial a partir da exclusão desses anos do cálculo, mostrando que a volatilidade do  $PR_m$  aumenta exponencialmente quando se usa uma série inferior a 20 anos. Por outro lado, usar todo o período de dados, embora diminuindo o erro padrão da estimativa, pode levar a considerar um período demasiado largo, onde se estão a incluir anos que podem já não ser representativos do atual contexto dos mercados financeiros e, conseqüentemente, do prémio de risco de mercado. Há que, por conseguinte, escolher entre a inclusão de mais anos no cálculo, com a possível inclusão de anos não representativos de atual prémio de risco de mercado, e a exclusão de demasiados anos que poderão levar a um aumento considerável do erro padrão da estimativa. Na figura podemos observar que incluir dados apenas a partir de 1957 leva a que se reduza o erro padrão em apenas 0,2%.

A média dos valores que resultam de um cálculo com dados “Desde 1960...” até “Desde 1995...” é de 3,52%. A mediana é de 3,5%, com os valores a variarem entre um mínimo de 2,9% e um máximo de 4,6%.

Paralelamente a esta análise efetuou-se igualmente uma análise às práticas seguidas pelos restantes reguladores. No Quadro 7-4 pode-se observar as metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores do prémio de risco de mercado considerados.

Os valores definidos pelos reguladores europeus situam-se num intervalo entre um mínimo de 3,5% e um máximo de 5,5%, sendo o valor médio de 4,7% e a mediana de 5,0%.

**Quadro 7-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores**

País	ORT/ORD SE	Prémio de risco do mercado		Breve descrição (2016)
		Valor	Ano	
País A	ORT	n.d.	n.d.	Sem informação disponível
	ORD	n.d.	n.d.	
País B	ORT	5,00%	2012	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
	ORD	5,00%	2012	
País C	ORT	3,50%	2016	Baseado em análises de mercado e publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
	ORD	3,50%	2009	
País D	ORT	5,00%	2016	Baseado em análises e recomendações de especialistas
	ORD	5,00%	2016	
País F	ORT	5,00%	2015	Baseado em análises de mercado (EUA) desde 1920
	ORD	5,00%	2015	
País G	ORT	4,75%	2015	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
	ORD	4,75%	2015	
País H	ORT	5,00%	2015	Baseado em análises do mercado nacional e análises de especialistas
	ORD	5,00%	2015	
País I	ORT	5,50%	2016	Baseado em análises do mercado
	ORD	5,50%	2016	
País J	ORT	4,20%	2016	Baseado em publicações de especialistas e experiência de outros reguladores
	ORD	4,20%	2016	
País M	ORT	4,60%	2011	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	4,60%	2011	
País N	ORT	5,25%	2012	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	n.d.	2014	
País O	ORT	5,00%	2013	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton) e análises ao mercado
	ORD	5,00%	2013	
País Q	ORT	4,00%	2008	Baseado em análises do mercado, publicações de especialistas e experiência de outros reguladores
	ORD	4,00%	2012	
País R	ORT	5,00%	2013	Baseado em análises e recomendações de especialistas
	ORD	5,00%	n.d.	
País T	ORT	5,00%	2016	Baseado em publicações de especialistas e experiência de outros reguladores
	ORD	5,00%	2016	
País U	ORT	n.d.	n.d.	Sem informação disponível
	ORD	n.d.	n.d.	
País V	ORT	5,00%	2016	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	5,00%	2016	
País S	ORT	4,00%	2015	Baseado em análises de mercado
	ORD	4,00%	2015	
País X	ORT	4,55%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
	ORD	4,55%	2008	

Nota: Não são apresentados os dados relativos aos prémios de risco que tinham, explicitamente, o prémio de risco país incluído no prémio de risco de mercado.

Fonte: CEER;

Assim, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro considerou-se um valor entre 3,52% e 5,00%, tendo em conta o *spread* médio entre a rendibilidade do S&P 500 e as obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos apresentado anteriormente e a mediana dos valores determinados pelos reguladores europeus para mercados maduros.

Tendo em consideração as circunstâncias e o enquadramento atual, a opção que a ERSE entendeu mais adequada foi a de manutenção da adição do risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro, após avaliação das diferentes alternativas, dando continuidade à metodologia adotada,

quer no anterior período regulatório para 2015-2017 do setor elétrico, quer para o atual período regulatório do setor do gás natural.

Assim, para determinação do prémio de risco de Portugal, calculou-se o *spread* entre a média geométrica das *yields* das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA, considerando um período de dados de 5 anos.

O *spread* a considerar como prémio de risco para Portugal face a um mercado maduro é, desta forma, de 3,4%.

Assim, o prémio de risco definido pela ERSE para o período regulatório 2018-2020 é a soma dos dois valores atrás definidos, dos quais resulta um intervalo de valores. No Quadro 7-5 abaixo é apresentado o prémio de mercado definido para o atual período regulatório.

**Quadro 7-5 - Prémio de risco de mercado para o período regulatório 2018-2020**

Variável	SE PR 2015-2017	GN PR 2016-2017 a 2018-2019	SE PR 2018-2020
Prémio de risco de mercado (PR <sub>m</sub> )	6,25%	[5,88% : 6,28%]	[6,92% : 8,40%]
<b>SE PR 2018-2020</b>			
Prémio de risco de mercado (PR <sub>m</sub> )	=	Prémio de risco mercado maduro	+ Spread risco país (Spread das médias a 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos, entre Portugal e de Alemanha e Países Baixos)
[6,92% : 8,40%]	=	[3,52% : 5,00%]	+ 3,40%

Fonte: ERSE, Reuters, CEER

Entende-se, contudo, realçar alguns aspetos da opção da ERSE em somar os valores anteriormente referidos, dos quais resulta o intervalo considerado para o  $PR_m$ . A abordagem da ERSE na definição do prémio de risco, que resulta na soma de um prémio de risco de um mercado maduro e de um prémio de risco para Portugal, não corresponde a uma abordagem retrospectiva, mas sim prospetiva. Os valores considerados para o prémio de risco de um mercado maduro e para o prémio de risco para Portugal representam a melhor estimativa da ERSE para os próximos 3 anos do período regulatório. Cada uma dessas variáveis é estimada com base na metodologia que se entende que melhor deverá representar a realidade no futuro. Da mesma forma, a adição da taxa de juro sem risco ao  $PR_m$  representa a soma dos valores futuros estimados destas duas variáveis para os próximos três anos, não se estando a somar os valores históricos calculados com base em diferentes períodos de dados.

Como se referiu anteriormente, ao contrário da taxa de juro sem risco, ou do prémio de risco de Portugal, uma estimativa do prémio de risco de um mercado maduro com base em valores históricos terá de ter em

conta um período de dados superior a cerca de 20 anos por forma a não aumentar exponencialmente o erro padrão da estimativa e não se considerar um valor extremo, dependente de um valor inicial arbitrário. Pelo contrário, uma estimativa da taxa de juro sem risco, ou do prémio de risco de Portugal, com base em valores muito desfasados no tempo poderá levar a considerar valores que já não são representativos da realidade que se perspetiva para os próximos anos.

Considerar diferentes prazos para cálculo de médias de valores históricos para diferentes variáveis apenas tem, assim, como objetivo obter a melhor estimativa dos valores dessas variáveis. Desta forma, ao tomar as diferentes opções de cálculo para cada uma das diferentes variáveis, a ERSE apenas pretende obter aquelas que serão consideradas as melhores previsões dessas mesmas variáveis para o futuro.

### BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

Na base da metodologia CAPM encontra-se a determinação do risco sistemático do ativo com risco cotado em bolsa, a ação. O beta de uma ação é definido comparando a evolução da sua cotação face ao rendimento do mercado.

No cálculo do beta do capital próprio de uma empresa é comum recorrer-se a um modelo muito próximo do CAPM, o *market model*, baseado diretamente na observação do mercado:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (5)$$

Sendo  $R_j$  a rendibilidade da ação  $j$ ,  $a_j$  o termo de interceção que representa a taxa de crescimento dos preços das ações e  $R_{mt}$  a rendibilidade do mercado.

No caso dos dois grupos cotados (Grupo EDP e Grupo REN) dos quais fazem parte empresas reguladas no setor elétrico, o beta é calculado com base na cotação bolsista das empresas com atividades reguladas que reflete o risco sistemático face ao risco de mercado. Contudo, de um modo geral, o risco sistemático de uma ação não reflete o risco de uma única atividade, mas o risco das empresas ou grupos empresariais que desenvolvem múltiplos negócios com diferentes riscos. Para permitir determinar o risco sistemático de uma atividade ou de um investimento em particular, recorre-se a uma abordagem “*bottom-up*”, seguida nos anteriores períodos regulatórios, com vista a avaliar qual o contributo de cada atividade para o risco de negócio da empresa. Neste quadro teórico, o beta de um ativo com risco corresponde à soma dos betas das suas diferentes atividades ponderados pelo respetivo peso de cada uma no valor da empresa.

Para esse fim, após a determinação do beta do ativo da empresa cotada em bolsa, a partir do beta do capital próprio, determina -se o beta do ativo das suas diferentes atividades.

A metodologia *bottom-up* contempla as seguintes fase de cálculo:

- c) Cálculo dos betas do capital próprio  $\beta_{cp}$  (alavancado) e do ativo  $\beta_A$  (não alavancado) da empresa cotada.
- d) Cálculo do respetivo beta do ativo e repartição do risco pelas restantes atividades, tendo em conta o postulado da aditividade do valor, aplicando as seguintes fórmulas deduzidas de Armitage (2005)<sup>86</sup>:

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CP} \times (1 - T)}{1 + \frac{D}{CP} \times (1 - T)} \quad (6)$$

em que:

- $\beta_{cp}$  é o beta do capital próprio.
- $\beta_A$  é o beta do ativo.
- $T$  é a taxa de imposto, sobre o rendimento.
- $\beta_D$  é o beta do capital alheio ou beta da dívida.
- $D$  é o valor da dívida.
- $CP$  é o capital próprio

e por sua vez que:

$$\beta_A = \sum_i w_i \beta_{Ai} \quad (7)$$

em que:

- $w_i$  é o peso no ativo da empresa da atividade  $i$ .
- e  $\beta_{Ai}$ , o beta da atividade  $i$ .

Se o beta da dívida for zero ( $\beta_D = 0$ ), a equação (6), após simplificação e tendo em conta que  $G=D/(D+CP)$ , fica:

$$\beta_{cp} = \beta_A \left[ 1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] \quad (8)$$

Assim, calcularam-se os betas do capital próprio do Grupo EDP e do Grupo REN com base nas cotações diárias dos últimos 3 anos. Para este cálculo foi usado o PSI Geral e o valor das cotações das empresas corrigido pelo valor dos dividendos. Considerou-se, assim, o retorno da valorização das ações e o retorno em termos de *dividend yield*.

<sup>86</sup> Armitage, S., 2005, "The cost of capital", 2005, Cambridge

Para a determinação dos betas do capital próprio foi estimada uma regressão para a equação (5) para as cotações de cada empresa.

Partindo destes betas do capital próprio determinados diretamente a partir dos dados de mercado (*raw* betas), calcularam-se os betas ajustados, à semelhança do que foi adotado em anteriores períodos regulatórios do setor elétrico e do gás natural. Para esse cálculo aplicou-se a seguinte fórmula:

$$\beta_{cp}^{ajustado} = \frac{2}{3}\beta_{cp}^{raw} + \frac{1}{3} \times 1 = \beta_{cp} \quad (9)$$

Posteriormente, calculou-se o beta do ativo aplicando-se a equação (8) e considerando-se os seguintes parâmetros, para além dos já referidas anteriormente:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante às últimas contas publicadas relativas a 2016.
- O valor da dívida corresponde ao valor da dívida financeira líquida (dívida financeira líquida do valor de caixa e equivalentes).
- O valor dos capitais próprios é o valor de mercado da *equity* (capitalização bolsista).
- A taxa de imposto considerada foi de 29,5%.

O quadro infra apresenta os valores dos betas calculados para as empresas.

**Quadro 7-6 - Betas da EDP e da REN**

Variável	SE PR 2015-2017		GN PR 2016-2017 a 2018-2019		SE PR 2018-2020	
	Beta Capital Próprio ajustado ( $\beta_{cp}$ )	$\beta_{cp}$ EDP = 0,93	$\beta_{cp}$ REN = 0,63	$\beta_{cp}$ EDP = 0,90	$\beta_{cp}$ REN = 0,70	$\beta_{cp}$ EDP = 1,02
Beta Ativo Empresa	$\beta_A$ EDP = 0,41	$\beta_A$ REN = 0,26	$\beta_A$ EDP = 0,42	$\beta_A$ REN = 0,31	$\beta_A$ EDP = 0,42	$\beta_A$ REN = 0,33

Fonte: ERSE, Reuters, EDP, REN

É notória a estabilidade dos betas dos ativos<sup>87</sup> dos grupos EDP e REN ao longo do tempo.

#### BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A definição do beta do ativo de cada uma das atividades reguladas obriga, numa primeira fase, à definição do peso dessa atividade nos ativos das empresas, tendo em conta o postulado da aditividade do valor.

<sup>87</sup> O qual, como já foi referido, corresponde ao beta do capital próprio retirado o efeito da estrutura de capital da empresa em causa.

Posteriormente, é resolvida a equação que relaciona os betas de cada atividade e o seu peso no ativo total, de forma a garantir que a soma do risco de cada atividade em proporção ao seu peso reflita o risco da empresa.

Para a definição do beta do ativo da atividade de DEE do grupo EDP, efetuou-se a resolução do seguinte sistema de equações:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_i \beta_{Ai} x_i = \beta_{AEDP} = 0,42 \\ \bar{\beta}_{AD} < \beta_{AEDP} \\ \beta_{APC} < \beta_{AD} \\ \beta_{AL} > \bar{\beta}_{AD} \\ \beta_{ORR} \leq \bar{\beta}_{AD} \\ \beta_{AR} = 0,51 \\ \beta_{AB} = 0,53 \\ \beta_{AC} = 0 \\ \bar{\beta}_{AFD} \cong 0,43 \end{array} \right. \quad (10)$$

Sendo:

- $\beta_{Ai}$ , o beta do ativo da atividade  $i$ .
- $x_i$ , o peso da atividade  $i$  no valor do Grupo EDP.
- $\beta_{AEDP}$ , o beta do ativo do Grupo EDP.
- $\bar{\beta}_{AD}$ , o valor médio do beta do ativo da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.
- $\beta_{AD}$ , o valor do beta do ativo da EDP Distribuição.
- $\beta_{APC}$ , o beta do ativo da atividade de produção contratada de energia elétrica em Portugal.
- $\beta_{AL}$ , o beta do ativo das atividades liberalizadas.
- $\beta_{ORR}$ , o beta do ativo das atividades de outras redes reguladas.
- $\beta_{AR}$ , o beta do ativo das atividades que digam respeito às energias renováveis.
- $\beta_{AB}$ , o beta do ativo das atividades desenvolvidas no Brasil.
- $\beta_{AC}$ , o beta do ativo dos contadores.
- $\bar{\beta}_{AFD}$ , o valor médio do beta do ativo do conjunto de atividades fora da distribuição.

Na resolução deste sistema de equações, assumiram-se um conjunto de pressupostos para a definição dos betas das atividades:

- Para os betas da EDP renováveis e EDP Energias do Brasil utilizou-se a média dos betas ajustados de 3 e 5 anos, calculados com base nas cotações bolsistas destas duas empresas <sup>88</sup>.
- O beta da produção contratada é o mais baixo (sem se considerar os contadores), à semelhança do estabelecido no atual período regulatório do setor do gás natural e do anterior período regulatório do setor elétrico.
- O beta das outras redes reguladas é próximo, mas ligeiramente inferior, ao valor médio do beta do ativo da atividade de DEE.
- Tendo em conta que os contadores não são remunerados para efeitos regulatórios, considerou-se que o seu beta igual a zero.

O valor resultante para o beta da atividade de Distribuição de Energia Elétrica do Grupo EDP está compreendido entre 0,33 e 0,36. No cálculo deste valor consideraram-se os valores dos betas referidos em (10) e os seguintes valores médios de beta para as restantes atividades do Grupo EDP: 0,12 para a produção contratada; 0,40 para as atividades liberalizadas; 0,32 para as outras redes reguladas e um beta zero para os contadores.

#### **BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA**

Os pressupostos para o cálculo dos betas das atividades da REN foram os que se seguem:

- Um beta das atividades do setor do gás natural superior ao das atividades do setor elétrico.
- Um beta resultante para a atividade de transporte de energia elétrica inferior ao beta da atividade de distribuição de energia elétrica.
- O risco dos terrenos é inferior ao dos restantes ativos, mantendo-se o valor adotado no anterior período regulatório do setor elétrico e no atual período regulatório do setor do gás natural (cerca de 1/3 do beta do ativo da REN do setor elétrico).

O beta do ativo obtido para os ativos da atividades de Transporte de Energia Elétrica situa-se no intervalo compreendido entre 0,31 e 0,33. Neste cálculo consideraram-se os seguintes valores médios para os betas das restantes atividades da REN: 0,39 para o setor do gás natural e 0,11 para os terrenos.

O quadro infra apresenta o resumo dos valores calculados dos betas do ativo para as empresas e para as atividades reguladas de DEE e TEE, com os valores comparativos do anterior período regulatório do setor elétrico e do atual período regulatório do gás natural.

---

<sup>88</sup> Com base em dados da Reuters.

**Quadro 7-7 - Betas da EDP e da REN**

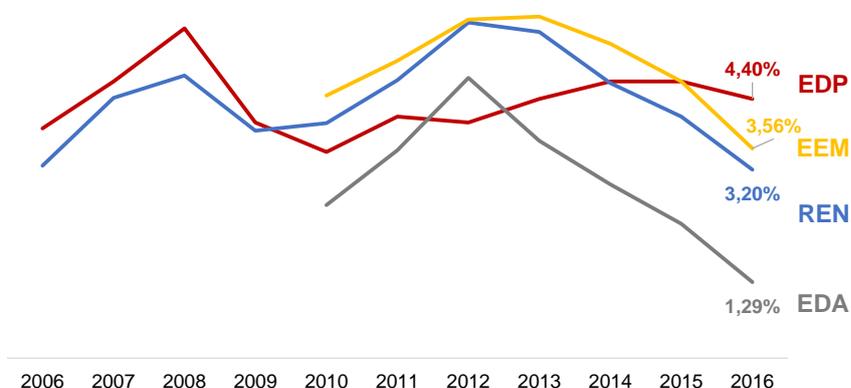
Variável	SE PR 2015-2017		SE PR 2018-2020	
	Beta Ativo Empresa	$\beta_A$ EDP = 0,41	$\beta_A$ REN = 0,26	$\beta_A$ EDP = 0,42
Beta Ativo Atividade regulada	$\beta_A$ DSO = 0,36	$\beta_A$ TSO = 0,32	$\beta_A$ DSO = 0,34	$\beta_A$ TSO = 0,32

Fonte: ERSE, Reuters, EDP, REN

#### 7.4.5 CUSTO DO CAPITAL ALHEIO

O custo da dívida é o resultado da média ponderada do custo de todos os empréstimos. Embora não reflita as atuais condições com as quais a empresa se está a conseguir financiar através de capitais alheios, indica o custo da empresa através desta fonte de financiamento. Na Figura 7-10 podemos observar a evolução do custo médio do financiamento do Grupo REN e do Grupo EDP, comparando-a com a evolução do custo de financiamento de duas outras empresas reguladas, a EDA e a EEM.

**Figura 7-10 - Evolução do custo médio da dívida da EDP, REN EEM e EDA**



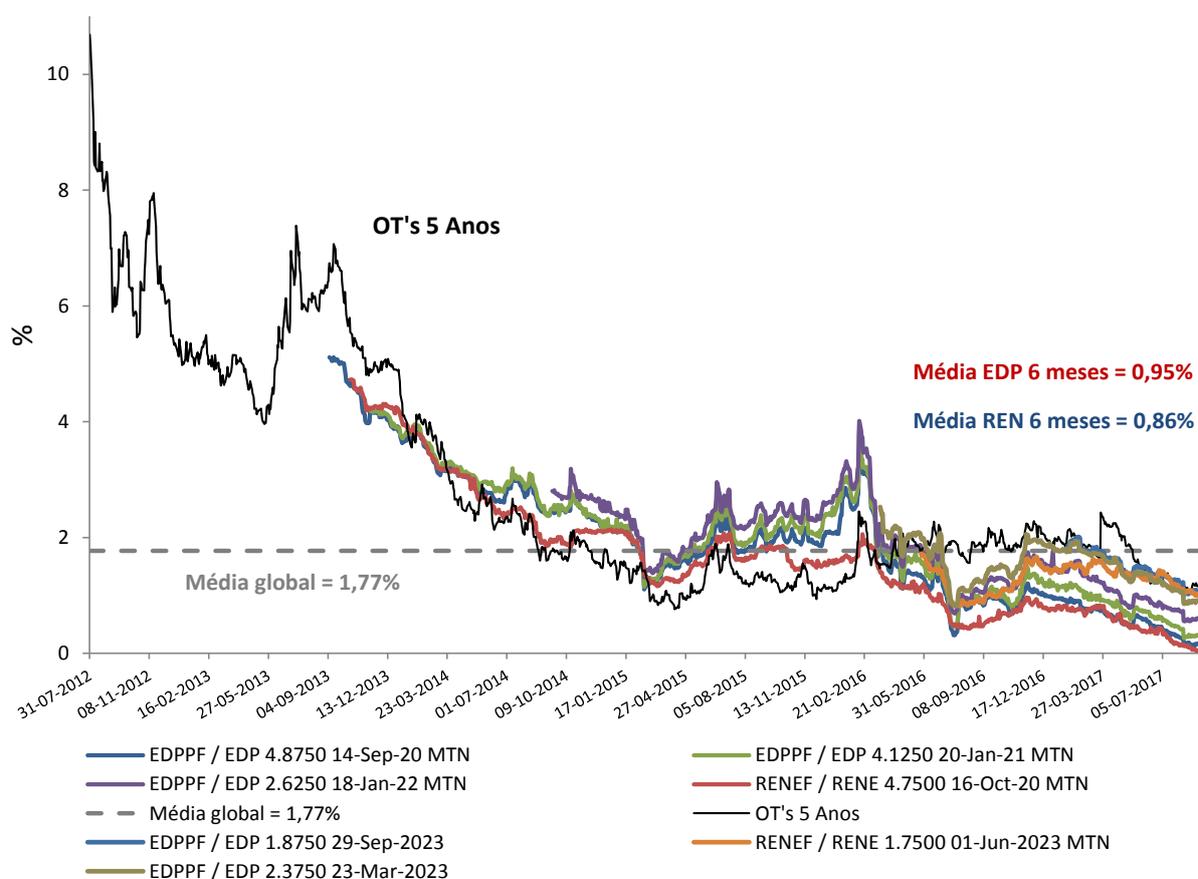
Fonte: EDP, REN, EDA, EEM e ERSE

Este custo deverá ter em conta os custos de financiamento do passado, os financiamentos que poderão ter de ser refinanciados, através de emissão e contratação de nova dívida presente e os custos de nova dívida nos próximos anos.

Pode-se observar na figura acima que a partir de 2012 quase todas as empresas registaram descidas, mais ou menos acentuadas, do custo médio de financiamentos, com exceção do Grupo EDP, que regista o custo médio de financiamento mais elevado em 2016, de 4,4%. No extremo oposto, a EDA regista o custo médio da dívida mais baixo em 2016, de apenas 1,29%.

Os valores anteriormente apresentados dizem respeito ao custo médio de financiamento das responsabilidades financeiras acumuladas até à data. Contudo, numa análise prospetiva como é a definição do custo de capital para o próximo período regulatório importa ter em conta qual o custo de financiamento à data. Nesse sentido, a figura seguinte apresenta a evolução das *yields* de diversas obrigações da EDP e da REN.

**Figura 7-11 - Evolução das *yields* das obrigações da EDP e da REN com maturidade entre 2020 e 2023 e das OTs a 5 anos**



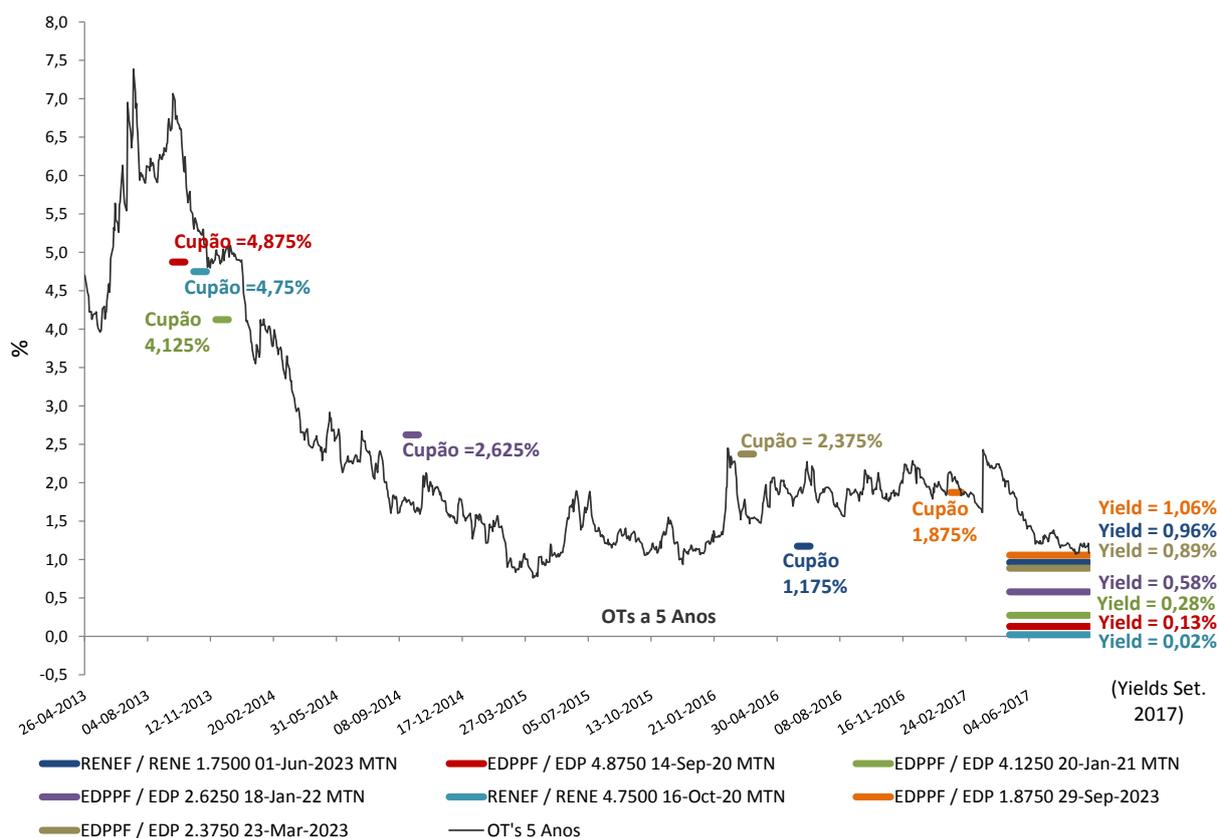
Fonte: ERSE, Reuters

À semelhança do que se observou em relação às OT, as *yields* das obrigações destas duas empresas têm descido de forma muito acentuada em 2016 e 2017.

Na Figura 7-12 seguinte pode-se observar o valor dos cupões das emissões de cupão fixo da EDP e da REN e as respetivas *yields* em setembro de 2017 para essas mesmas emissões. A última emissão da EDP, de 600 milhões de euros, foi em janeiro de 2017 com cupão 1,875% e a última emissão da REN foi a 1,175%, de 550 milhões de euros, em junho de 2016, a maior emissão da REN no mercado atualmente.

Em 2017 continuou a observar-se uma tendência de descida das taxas de juro. As *yields* mais baixas, em setembro de 2017, eram uma emissão da REN, de 268 milhões de euros, com maturidade em 2020, com uma *yield* de 0,02% e uma emissão da EDP, de 750 milhões de euros, com maturidade também em 2020, com uma *yield* de 0,13%.

Figura 7-12 - Emissões de dívida e *yields* de obrigações recentes da EDP e da REN



Fonte: ERSE, Reuters

O valor das *yields* seria, em teoria, o valor a que as empresas se conseguiriam financiar no mercado no presente para as maturidades e condições semelhantes às das obrigações respetivas.

No entanto, apesar desta redução nas *yields*, a EDP registou um aumento no custo médio de financiamento em 2016, ao contrário do registado pelas outras empresas, como se observou anteriormente na Figura 7-10, em resultado dos empréstimos anteriormente obtidos pelo Grupo EDP. No caso particular da EDP, importa referir que a diminuição das suas *yields* reflete, em parte, o programa de aquisição mensal de títulos de dívida do BCE desde 2015. Contudo, mesmo as emissões das obrigações anteriores ao programa do BCE apresentam cupões significativamente inferiores ao atual custo médio de financiamento desta empresa.

Este aumento do custo médio de financiamento do Grupo EDP terá explicação nas decisões estratégicas da empresa na complexa gestão da dívida, no âmbito da sua multiplicidade de atividades e negócios e diversidade geográfica, não devendo ser, contudo, um reflexo imediato e direto do custo médio de financiamento da dívida das atividades reguladas, que vai para além destas atividades.

No entanto, as atividades reguladas inseridas nos grupos económicos também não podem ser completamente desacopladas desse seu enquadramento, tendo a ERSE ponderado as diferentes situações, definindo um custo médio de financiamento eficiente, que deverá refletir os riscos das atividades reguladas.

### PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

O prémio de risco da dívida deve refletir a diferença entre o retorno esperado no horizonte temporal definido e o retorno verificado no final desse horizonte temporal. O risco da dívida reflete, assim, um risco específico da empresa: o risco de *default*. Este risco da dívida depende de 3 fatores: i) capacidade de gerar *cash flows*, ii) valor relativo desses *cash flows* em relação às obrigações de pagamentos de juros e amortização de dívida e iii) volatilidade dos *cash flows*. A diferença entre a taxa de juro com risco e a taxa de juro sem risco é o risco de *default*.

O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito na empresa. Assim, para esta metodologia é aplicada a seguinte fórmula:

$$R_d = R_f + DS \tag{11}$$

em que,

$$DS = \text{Default Spread} = PR_d = \text{Prémio de risco da dívida}$$

Ou seja,

$$R_d = R_f + PR_d \tag{12}$$

Deve ser salientado que a incerteza quanto à evolução futura dos custos de financiamento é acomodada de duas formas. Por um lado, a maturidade das emissões a médio e longo prazo das empresas, sendo superior ao período regulatório, reduz o risco de refinanciamento. Por outro lado, o risco de uma eventual alteração das condições de financiamento das empresas, por via de alterações do *rating* e dos riscos do país, encontra-se parcialmente absorvido através do mecanismo de indexação do custo de capital, que se mantém no presente período regulatório.

O mecanismo de indexação, que será desenvolvido mais adiante, acrescenta um efeito adicional de amortecimento de eventuais alterações adversas das condições de financiamento. Registe-se, igualmente, que a incerteza quanto à evolução futura da taxa de juro sem risco está, também, considerada por este mecanismo de indexação.

Tendo em conta, por um lado, o custo médio de financiamento das várias empresas do setor elétrico com atividades reguladas e, por outro, a evolução das *yields* das obrigações da REN e da EDP, a ERSE entendeu manter um *spread* igual ao definido para o setor do gás natural, de 2,5%, como prémio de risco da dívida, um *spread* que é considerado como eficiente para o nível de risco das atividades reguladas. Nesta decisão a ERSE ponderou igualmente, entre outros fatores, os *spreads* aplicados a empresas de dimensão e *ratings* comparáveis.

Importa sublinhar que o CCMP é aplicado na remuneração não apenas de ativos que entrarão em exploração no próximo período regulatório, como, sobretudo, em ativos entrados em exploração há vários anos e cujo custo médio de financiamento reflete a atual estrutura de capital das empresas.

É de salientar, igualmente, que a redução das taxas de juro de referência observada anteriormente pode não ter reflexo imediato nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável, sendo que a redução dos custos de financiamento para as empresas que têm uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa não observam uma redução tão diretamente correlacionada com a descida das *yields*. Desta forma, empresas com uma estrutura de financiamentos com maior peso de taxa fixa, não observam uma redução tão imediata, podendo registar um alargamento do *spread* entre o custo médio de financiamento e as taxas de referência aumentar. A calibração do prémio de risco para o próximo período regulatório teve, deste modo, em consideração a análise e avaliação de desempenho dos custos médio de financiamento reais das empresas reguladas, bem como do *spread* definido no anterior período regulatório.

O valor definido para o prémio de risco da dívida é apresentado no quadro seguinte, onde se compara este valor com o definido no anterior período regulatório do setor elétrico e do período regulatório atual do setor do gás natural.

**Quadro 7-8 - Prémio de risco da dívida**

Variável	PR SE2015-2017	PR GN 2016-2017 a 2018-2019	PR SE 2018-2020
Prémio de risco da dívida (PRd)	2,0%	2,5%	2,5%

Fonte: Reuters, CEER, ERSE

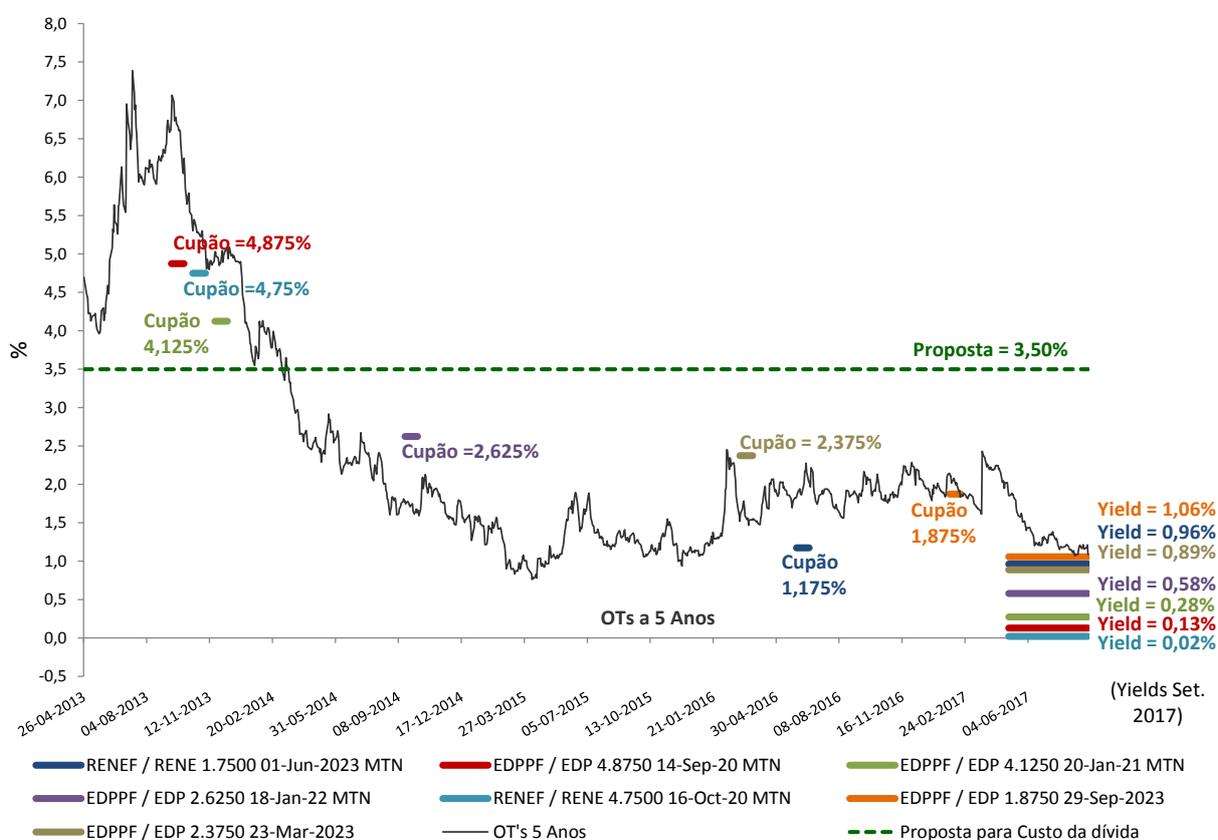
**VALORES DEFINIDOS PARA O CUSTO DO CAPITAL ALHEIO**

Assim, o valor definido para o custo da dívida é de 3,50%, que resulta da aplicação da fórmula seguinte:

$$R_d = R_f + PR_d = 1,00\% + 2,50\% = 3,50\% \quad (14)$$

Na figura abaixo, pode-se comparar o valor definido pela ERSE com os cupões das emissões recentes e as *yields* respetivas.

**Figura 7-13 - Emissões recentes de dívida da EDP e REN, *yields* respetivas em setembro de 2017 e valor proposta para o custo do capital alheio**



Fonte: ERSE, Reuters

**7.5 CUSTO DO CAPITAL MÉDIO PONDERADO PARA 2018**

Nos quadros abaixo apresentam-se um resumo de todas as variáveis e metodologias para o atual período regulatório 2018-2020 e os valores propostos do CCMP para 2018.

**Quadro 7-9 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor elétrico**

Variável	PR 2018-2020	
Taxa de imposto (T)	<b>31,5%</b> Taxa de IRC de 21% + derrama Municipal de 1,5% + derrama Estadual de 9%	
Taxa de juro sem risco (Rf)	<b>1,00%</b> Média geométrica de 5 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha e Países Baixos	
Gearing (G)	Valor teórico de <b>55%</b> tendo em conta valores reais e os valores definidos pelos reguladores europeus	
Prémio de risco da dívida (PRd)	<b>2,50%</b> Análise de <i>Benchmark Spread</i> para <i>Utilities</i> com ratings semelhantes	
Prémio de risco de mercado (PRm)	Valor definido <b>entre 3,52% e 5,00%</b> , tendo em conta a mediana do CEER e o <i>spread</i> entre rentabilidade S&P 500 e obrigações EUA a 10 anos	
Beta Ativo ( $\beta_A$ ) e Capital Próprio ( $\beta_{cp}$ )	$\beta_{cp}$ EDP = 1,02; $\beta_A$ EDP = 0,42; $\beta_A$ DSO = 0,34	$\beta_{cp}$ REN = 0,73; $\beta_A$ REN = 0,33; $\beta_A$ TSO = 0,32
	<i>Bottom-up</i> Betas, beta do capital próprio ajustado= $2/3 \cdot R_{aw} + 1/3 \cdot 1$	
Custo da dívida ( $R_d = R_f + PR_d$ )	<b>3,50% =</b> = 1,00% + 2,50%	

Fonte: ERSE, Reuters, EDP, REN, CEER

**Quadro 7-10 - Custo de Capital Médio Ponderado proposto para a atividade de DEE e para a atividade de TEE para 2018**

		Atividade de Distribuição de Energia Elétrica		Atividade de Transporte de Energia Elétrica	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Prémio de dívida	B	2,50%	2,50%	2,50%	2,50%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	3,50%	3,50%	3,50%	3,50%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	2,40%	2,40%	2,40%	2,40%
Gearing (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	55,00%	55,00%	55,00%	55,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	3,52%	5,00%	3,52%	5,00%
Prémio de risco país (rating)	F''	3,40%	3,40%	3,40%	3,40%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	F = F' + F''	6,92%	8,40%	6,92%	8,40%
Beta do capital próprio	G	0,60	0,66	0,57	0,60
Custo do capital próprio depois de impostos	H=A+(FxG)	5,17%	6,52%	4,94%	6,04%
Custo do capital próprio antes de impostos	I=H/(1-J)	7,55%	9,51%	7,21%	8,82%
Taxa de imposto	J	31,50%	31,50%	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	K=(CxE)+(Ix[1-E])	5,32%	6,21%	5,17%	5,89%
<b>Valor proposto</b>		<b>5,75%</b>		<b>5,50%</b>	

Fonte: ERSE

A taxa de remuneração proposta para a atividade de DEE aplica-se às atividades de DEE do Continente ao nível da AT/MT, de DEE das Regiões Autónomas (RA), de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do CUR e de Comercialização de Energia Elétrica das RA. A taxa de remuneração proposta para as atividades de TEE nos ativos não valorizados a custos de referência, de GGS e de AEEGS nas RA.

Tal como no anterior período regulatório, os ativos valorizados a custos de referência, que correspondem em grande parte a ativos entrados em exploração após 2008, beneficiam de um prémio de 0,75pp.

É de realçar que a taxa proposta para a atividade de DEE reflete um risco inerente das metodologias regulatórias aplicadas a essa atividade, quer ao nível da AT/MT, quer ao nível da BT, nos anos anteriores ao início do atual período regulatório. Como referido anteriormente, a estimativa das taxas de remuneração deve refletir o risco futuro, e não o risco passado das mesmas. Desta forma, a taxa proposta para a atividade de DEE não reflete, ainda, o impacto da alteração metodológica que irá ocorrer para a atividade de DEE ao nível da BT, com a introdução de uma metodologia de TOTEX, com aplicação de metas de eficiência, não só aos custos operacionais, mas também ao nível do CAPEX.

Para além deste fator, a aplicação desta metodologia também poderia ser considerada como parcialmente retroativa, pois será aplicada ao valor dos investimentos já realizados. Tendo em conta estes fatores, a ERSE entendeu definir um acréscimo de 0,25pp para o custo de capital no atual período regulatório para a atividade de distribuição em BT, nomeadamente nas definições das bases de custo e dos indutores a considerar para esta atividade<sup>89</sup>.

Finalmente, importa sublinhar que as taxas de remuneração aqui propostas estão coerentes com o atual contexto financeiro e económico, sendo que a evolução das taxas de remuneração face ao definido no anterior período regulatório reflete a evolução do contexto financeiro e económico nos últimos três anos. Tal pode ser observado na Figura 7-14, que compara o CCMP definido para o período regulatório 2015-2017 e o CCMP definido para o atual período regulatório 2018-2020 com a média das *yields* das obrigações com maturidade de 10 anos, dos países com *rating* AAA, à data da definição do CCMP (o valor da taxa de juros sem risco), o *spread* era de 4,34% para anterior período regulatório, em linha com *spread*, de 4,75%, implícito no atual período regulatório.

---

<sup>89</sup> Este *spread* anula o impacto da meta de eficiência definida para o TOTEX, nos ativos entrados em exploração antes de 2018.

**Figura 7-14 - CCMP 2015-2017 e CCMP 2018-2020 vs media yields obrigações com maturidade a 10 anos**



Fonte: ERSE, Reuters

## 7.6 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO PARA O PERÍODO 2018 A 2020

Tal como foi aplicado ao setor elétrico a partir do período regulatório 2012-2014 e ao setor do gás natural desde o ano gás 2013-2014, mantém-se para o atual período regulatório 2018-2020 um mecanismo que permite refletir no custo de capital a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas.

O valor base para o custo do capital que se apresentou no capítulo anterior incorpora expectativas para o futuro dos mercados, com base nos dados do passado recente. No entanto, consciente da, ainda presente, instabilidade no quadro económico-financeiro, não se pretende penalizar os agentes com base em previsões incertas. Para este fim, atendendo a que o custo de capital deve ser “*forward-looking*”, foi dada continuidade ao implementado nos períodos regulatórios anteriores, e também para o setor do gás natural, desenvolvendo-se um mecanismo que permite refletir a evolução da conjuntura económica e financeira futura, e deste modo compensar os riscos dos capitais próprio e alheio.

Assim, os custos de capital, anteriormente definidos, serão atualizados com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, que constituem um indicador do patamar de risco a considerar

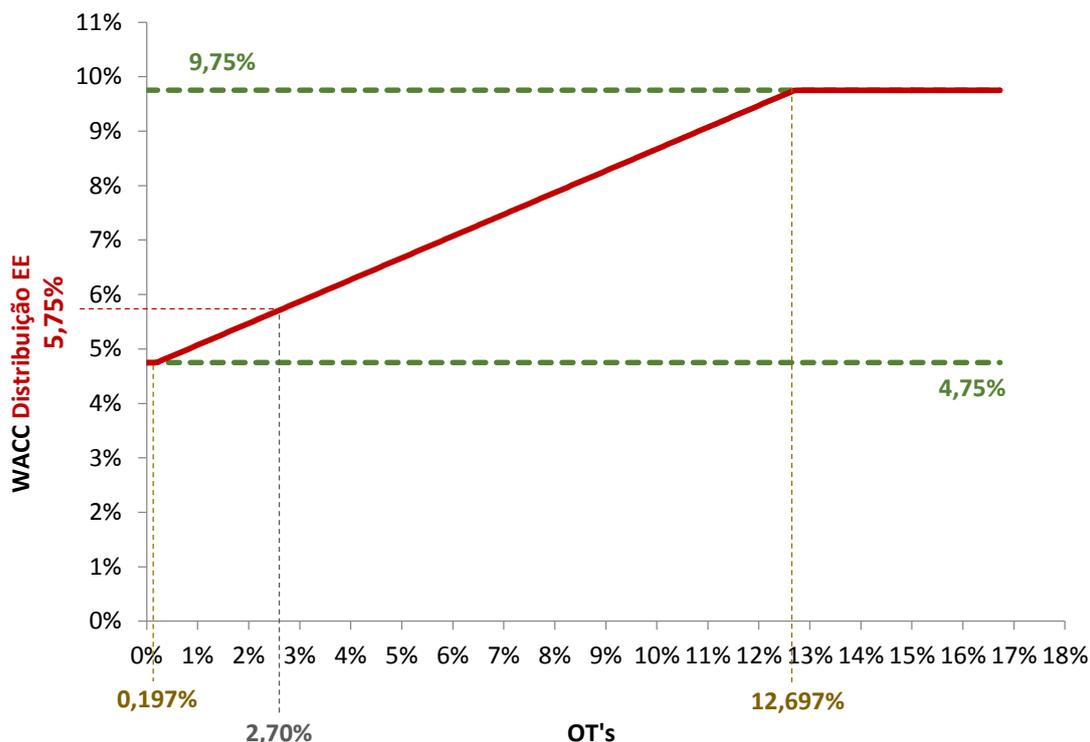
para efeitos do custo de oportunidade do capital. Também a par do definido para os anteriores períodos regulatórios, e do que existe no setor do gás natural, o mecanismo apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*). O *cap* permite dar um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir, tendo em conta o impacte tarifário decorrente da remuneração de tais investimento. Considera-se que o *floor* representa uma situação de risco de contexto mínimo, onde a taxa de remuneração é inferior em cerca de 1,00p.p. ao ponto inicial do mecanismo de indexação. O *cap* é estabelecido em 4,00p.p. acima do valor de partida.

Assim, o CCMP apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado.

#### 7.6.1 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

- O CCMP é indexado à média das cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- O ponto de partida do indexante é 2,70%. Valor obtido tendo em conta a média aritmética da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, no mês de setembro de 2017;
- Para efeitos de determinação do CCMP do ano  $t$ , será considerada a média dos valores diários do indexante de outubro do ano  $t-1$  a setembro do ano  $t$ , sendo a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- A relação entre a variação das *yields* das OT e do CCMP é linear;
- Uma variação de 1% do CCMP tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor mínimo do CCMP é 4,75%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 0,197%;
- O valor máximo do CCMP é 9,75%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 12,697%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 0,197%, o CCMP mantém-se em 4,75%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 12,697%, o CCMP mantém-se em 9,75%.

Figura 7-15 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica

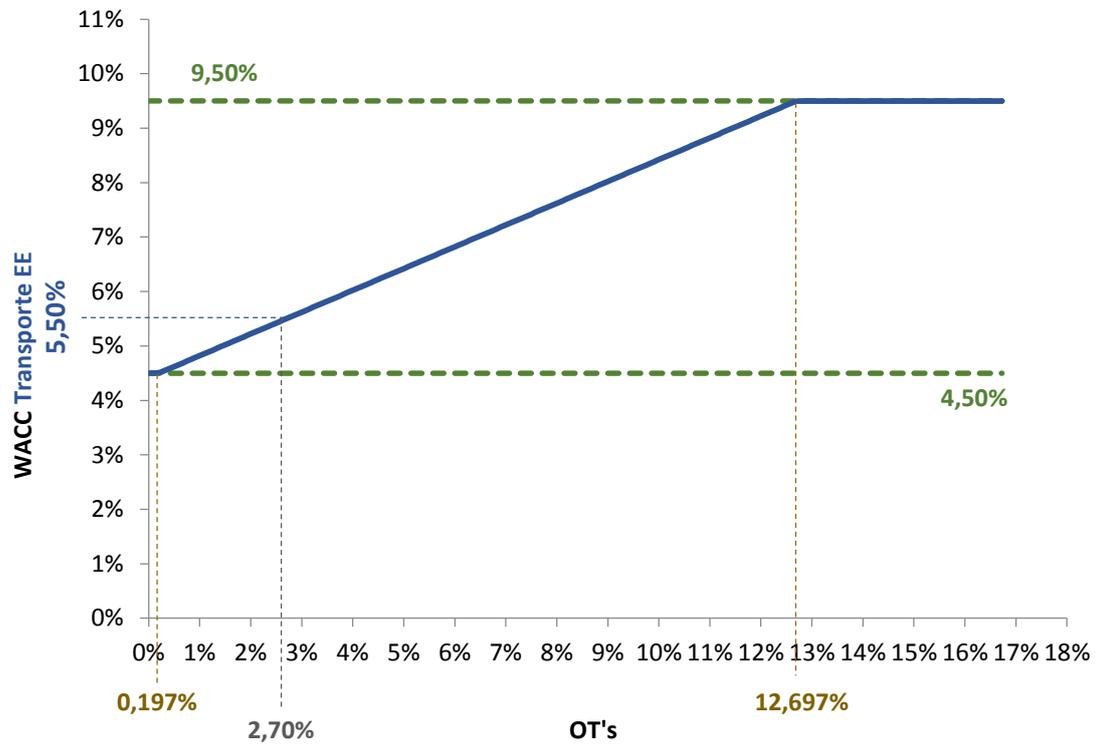


Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

## 7.6.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

- O CCMP é indexado à média das cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- O ponto de partida do indexante é 2,70%. Valor obtido tendo em conta a média aritmética da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, no mês de setembro de 2017;
- Para efeitos de determinação do CCMP do ano t, será considerada a média dos valores diários do indexante de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, sendo a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas;
- A relação entre a variação das *yields* das OT e do CCMP é linear;
- Uma variação de 1% do CCMP tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor mínimo do CCMP é 4,50%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 0,197%;
- O valor máximo do CCMP é 9,50%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 12,697%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 0,197%, o CCMP mantém-se em 4,50%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 12,697%, o CCMP mantém-se em 9,50%.

Figura 7-16 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte e Gestão de Sistema



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Reuters



## 8 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Neste ponto apresentam-se as análises efetuadas aos custos de desenvolvimento da atividade de comercialização pelo comercializador de último recurso, que são desagregadas da seguinte forma:

- i) a análise respeitante aos níveis de custos onde se procura definir os custos de referência desta atividade e,
- ii) a análise relativa à definição da repartição da componente fixa e variável.

### 8.1 NÍVEIS EFICIENTES DE CUSTOS

#### 8.1.1 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.

Em linha com o ocorrido nos anteriores períodos regulatórios dos setores elétrico e do gás natural<sup>90</sup>, a definição destes custos visa, não só o cumprimento do quadro legal, como também a definição de uma base sustentada para cálculo dos proveitos a recuperar pelos comercializadores regulados por aplicação direta da tarifa de comercialização e a prestação de informação útil à definição de parâmetros para este período regulatório.

No seguimento da imposição legal supra referida, que igualmente se aplica ao setor do gás natural, a ERSE implementou, desde de 2013, um processo anual de recolha de informação sobre a atividade de comercialização de energia através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás natural. O setor de comercialização de energia elétrica e gás natural caracterizou-se nos últimos dois anos pelo incremento dos novos operadores no regime de mercado. A ERSE, reconhecendo, que estes novos *players* com diferentes processos organizativos teriam um eventual desconhecimento do processo regulatório, procedeu a uma reformulação do questionário<sup>91</sup> no sentido de clarificar que o mesmo se centra apenas na função de comercialização e que o reporte da informação financeira feito no contexto do questionário se deve focar unicamente nos custos afetos a esta função.

---

<sup>90</sup> Ver documentos “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017” e “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”.

<sup>91</sup> Recordem-se os objetivos do questionário elaborado pela ERSE apresentados no documento Parâmetros de Regulação para o Período dos Anos Gás de 2016-2017 a 2018-2019”: i) a identificação dos indutor(es) de custo, ii) a caracterização da atividade a identificação de características específicas que cada um dos comercializadores enfrentam e (iii) a desagregação do OPEX Total na sua componente fixa e na sua componente variável.

Na medida em que a publicação da informação dos custos de referência deverá ter uma periodicidade anual, no decurso de 2017, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2016, bem como solicitou o preenchimento do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2016. Ao todo, foi inquirido um universo de 41 comercializadores, tendo-se obtido 30 respostas. A figura seguinte identifica as empresas e/ou os grupos económicos que procederam à divulgação de informação relativa ao ano de 2016 no contexto do referido questionário.

**Figura 8-1- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE**



Da análise prévia das 30 respostas obtidas observou-se a existência de duas empresas sem atividade económica no ano de 2016 ou que não reportavam dados financeiros relativos à atividade operacional e 8 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, pelo que optou-se por retirar estas 10 empresas das análises efetuadas. À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressaltar que os dados dos inquéritos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial. 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 a análise foi desenvolvida com os dados referentes ao período de 2013 a 2016. Note-se que, para efeitos da presente análise, foram considerados os resultados dos questionários remetidos à ERSE até 30 de setembro de 2017.

### 8.1.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Nas últimas décadas, em diversos países, têm-se observado 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, transmissão e distribuição e privatização dos mesmos (Galetovic e Muñoz, 2011). Este processo de reestruturação também chegou à atividade de comercialização onde tem-se observado a introdução do fator competição no mercado retalhista do setor elétrico 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. 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 implicará 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, localização e 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 8-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado na análise (do ano 2013 a 2016) 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 8-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2016**

Percentil	Clientes		Percentil	Custo Total		Percentil	Custo Unitário por Cliente	
	Valor	Menores		Valor	Menores		Valor	Menores
1%	152	152	1%	19 734 €	19 733,55 €	1%	13,21 €	13,20634
5%	2 420	488	5%	57 148 €	33 842,79 €	5%	17,82 €	15,28493
10%	3 123	723	10%	136 382 €	55 653,93 €	10%	19,94 €	16,13653
25%	8 509	2 058	25%	463 537 €	56 541,35 €	25%	31,12 €	16,59438
50%	65 081	<b>Maiores</b>	50%	2 729 776 €	<b>Maiores</b>	50%	36,13 €	<b>Maiores</b>
75%	153 598	3 163 481	75%	6 872 745 €	64 216 872 €	75%	55,34 €	222,6499
90%	548 029	3 462 983	90%	28 748 175 €	91 212 463 €	90%	109,72 €	222,9421
95%	2 538 819	3 898 258	95%	57 859 522 €	104 040 455 €	95%	190,31 €	277,1692
99%	4 419 078	4 419 078	99%	123 035 934 €	123 191 054 €	99%	290,45 €	290,4508
<b>Média</b>	356 351	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	10 241 902 €	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	55,41 €	<b>Observações</b>
<b>Desvio Padrão</b>	885 281	82	<b>Desvio Padrão</b>	22 345 724 €	82	<b>Desvio Padrão</b>	55,40 €	82

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 2016;
- ✓ **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

Relativamente ao efeito da dimensão, 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>92</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<sup>93</sup>, conforme se pode observar no Quadro 8-1. Dada a heterogeneidade observada ao nível da dimensão dos comercializadores medida pelo número de clientes, aplicou-se uma metodologia econométrica de análise de *clusters* para a obtenção de grupos ou classes de dimensão homogéneas dos diferentes comercializadores. Refira-se que a metodologia da análise de *cluster* recorre apenas às informações encontradas dos dados que descreve um conjunto de *objetos* e as suas relações. O objetivo de aplicação desta metodologia consiste na definição de grupos similares, isto é, que os objetos pertencentes a um dado grupo sejam similares ou relacionados e distintos ou não relacionados com os objetos incluídos noutros grupos. Uma elevada similaridade ou homogeneidade dentro de um grupo e uma elevada dissemelhança entre grupos constitui a premissa desta metodologia (Tan et al, 2014).<sup>94</sup>

---

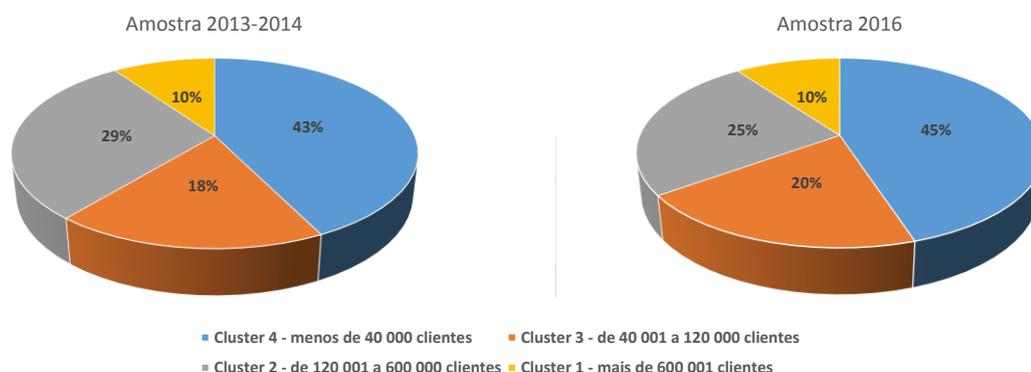
<sup>92</sup> E. Lehto (2011), “Electricity prices in the Finnish retail market”, *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

<sup>93</sup> Outros indicadores de dimensão frequentemente utilizados poderiam ser volume de negócios, energia comercializada ou número de trabalhadores. O último considerou-se inapropriado devido à possibilidade de *outsourcing*. Os demais critérios foram preteridos em função do número de clientes na medida em que esta variável era analisada no inquérito efetuado pela ERSE e foi considerado um indutor de custos relevante na análise aos indutores de custo da atividade de comercialização no segmento regulado.

<sup>94</sup> Na definição dos *clusters* optou-se pelo uso do algoritmo K-medoids, ao invés de utilizar algoritmo K-médias, na variável número de clientes, por o primeiro ser menos sensível, comparativamente ao segundo, à existência de ruídos, outliers e valores extremamente grandes. Este algoritmo usa a mediana, que é o objeto mais centralmente localizado num *cluster*, em lugar da utilização do valor médio como ocorre no segundo algoritmo.

A Figura 8-2 apresenta a caracterização, em termos do número de clientes, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia supra referida, bem como, a caracterização da amostra obtida com a definição dos *clusters*.

**Figura 8-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão**



Fonte: ERSE

A Figura seguinte representa o valor médio do custo unitário para os quatro grupos de empresas sendo 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 8-2 - Valor médio do Custo Unitário por categoria de dimensão**

	Opex		Custo Unitário por Cliente	
	Média	Desvio Pad.	Média	Desvio Pad.
<b>Cluster 1 &lt; 40 000 clientes</b>	439 325 €	373 787 €	71,65 €	77,03 €
<b>Cluster 2 &lt; 120 000 clientes</b>	4 445 578 €	3 307 632 €	59,27 €	37,51 €
<b>Cluster 3 &lt; 600 000 clientes</b>	8 511 830 €	6 861 008 €	39,31 €	12,36 €
<b>Cluster 4 &gt; 600 000 clientes</b>	69 186 496 €	33 712 481 €	25,49 €	10,92 €

Fonte: ERSE

## SETOR DE ATIVIDADE

Uma outra característica potencialmente diferenciadora dos comercializadores de energia diz respeito à especialização numa atividade, eletricidade ou gás natural, ou a atuação conjunta nos dois segmentos. Espera-se que a atividade de comercialização nos dois segmentos permita a obtenção de economia de gama, proporcionada 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) podem 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 8-3 - Valor médio do Custo Unitário por Setor de Atividade apresenta o valor médio do custo unitário para as três categorias supra indicadas. Os resultados 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 8-3 - Valor médio do Custo Unitário por Setor de Atividade**

	Opex		Custo Unitário por Cliente	
	Média	Desvio Pad.	Média	Desvio Pad.
<b>Eletricidade</b>	11 278 008 €	15 892 395 €	74,58 €	55,38 €
<b>Gás Natural</b>	1 864 856 €	2 574 732 €	52,54 €	61,64 €
<b>Eletricidade + Gás Natural</b>	33 225 874 €	41 461 933 €	34,45 €	12,99 €

Fonte: ERSE

#### ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Quer no segmento de eletricidade, quer no segmento de gás natural operam comercializadores regulados e empresas que definem autonomamente os preços praticados aos seus clientes. No entanto, as empresas mais recentes e, conseqüentemente, de menor dimensão, operam todas no segmento não regulado, enquanto as empresas mais maduras operam no segmento regulado. Assim, a observação do quadro seguinte, mostra, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas, tendo as primeiras custos médios unitários muito mais baixos.

**Quadro 8-4 - Valor médio do Custo Unitário por Enquadramento Regulatório**

	Opex		Custo Unitário por Cliente	
	Média	Desvio Pad.	Média	Desvio Pad.
<b>Reguladas</b>	5 371 434 €	11 230 142 €	49,10 €	55,45 €
<b>Não Reguladas</b>	20 732 141 €	34 536 483 €	69,01 €	53,84 €

Fonte: ERSE

#### INSERÇÃO EM GRUPO ECONÓMICO

Uma outra característica relevante para delinear o perfil dos comercializadores de eletricidade e gás natural é a integração, ou não, das empresas em grupos económicos. 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. Para analisar esta característica, as empresas foram separadas em duas categorias consoante estão ou não integradas num grupo económico. O Quadro 8-5 apresenta os resultados obtidos que confirmam a expectativa das empresas inseridas em grupos económicos apresentarem menores custos unitários pelas razões supra referidas.

**Quadro 8-5 - Valor médio do Custo Unitário relativamente à Inserção em Grupo Económico**

	Opex		Custo Unitário por Cliente	
	Média	Desvio Pad.	Média	Desvio Pad.
<b>Grupo Económico</b>	12 610 991 €	25 403 482 €	50,66 €	56,12 €
<b>Individual</b>	2 897 724 €	2 836 836 €	70,15 €	51,70 €

Fonte: ERSE

Pelo apresentado neste ponto, conclui-se que a dimensão é um fator determinante da *performance* económica das empresas, medida pelo seu nível de custos de exploração por cliente. Concluiu-se, igualmente, que os restantes fatores analisados como sejam a atividade, o enquadramento regulatório e a inserção em grupo económico, estavam todos bastante correlacionados com a dimensão das empresas.

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.

### 8.1.3 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 definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás natural<sup>95</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. Genericamente, uma função deste tipo associa a cada quantidade de *output* o custo total mínimo no qual uma empresa deve incorrer para produzir ou servir essa quantidade. Esta assunção está de acordo com o enunciado do enquadramento legal de suporte à definição de custos de referência. Este é revisto numa base anual, preconizando uma metodologia de análise de curto prazo. Adicionalmente, no curto prazo, verifica-se que o custo total poderá ser decomposto numa componente variável correspondente à parcela de custo relativa à utilização dos fatores produtivos variáveis e na sua componente fixa que é independente do volume de produção.

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 2018:

1. Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE
2. Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica (indutor de custo (*output*) e *inputs*)
3. Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão
4. 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, numa segunda fase, à subsequente análise do melhor indutor de custo representativo da atividade de comercialização. Estes pontos são de seguida analisados.

---

<sup>95</sup> Ver os documentos “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017” e “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”.

### 8.1.3.1 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.

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 2017, à semelhança do ocorrido nos anos anteriores, apesar do reforço dos esforços desenvolvidos ao longo dos últimos anos, observaram-se dificuldades e divergências de perceção, 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 rúbrica 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 2016, a preços constantes de 2017, 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.

### 8.1.3.2 DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”

A definição dos níveis de eficiência dos comercializadores assentou na realização de *benchmarkings*. Para a realização desses *benchmarkings*, a ERSE tem ponderado as vantagens e as desvantagens dos

diferentes tipos de metodologias existentes, designadamente metodologias não paramétricas e paramétricas.

Apesar de a amostra de comercializadores utilizada nestes *benchmarkings* ter continuado a aumentar de dimensão, devido à entrada de novos *players* na atividade de comercialização, a amostra é bastante heterogênea porque junta empresas que se encontram em fases embrionárias 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 assuma as características econométricas adequadas à aplicação de metodologias paramétricas, pelo que apenas é possível a utilização do primeiro tipo de metodologia, em particular, a análise DEA (*Data Envelopment Analysis*).

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 2016. 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.

A eficiência é, desta forma, 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. No caso de rendimentos constantes à escala (CRS), assume-se que a dimensão das DMU não tem efeitos sobre o nível de eficiência. No caso de rendimentos variáveis à escala (VRS), é introduzida uma restrição adicional no sentido de incorporar o efeito da dimensão na performance das DMU. 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.

A definição da eficiência técnica sob a assunção de CRS corresponde a uma medida da eficiência técnica global. Esta medida permite determinar se o nível da eficiência / ineficiência da empresa é devido ao processo de configuração dos inputs / outputs, bem como, à escala das operações. Neste sentido, 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)

Face ao exposto anteriormente, no processo de definição dos custos de referência foram efetuadas duas análises e posterior comparação dos resultados obtidos:

- i) Análise dos níveis de eficiência das empresas considerando todas as empresas e sobre a assunção do VRS na metodologia DEA dado a heterogeneidade de dimensão das empresas e
- ii) 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).

### 8.1.3.3 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 verificou-se que a análise de algumas empresas como estando inseridas num grupo económico, isto é, a entidade em análise ser o grupo e não as empresas individualmente, produzia uma informação mais robusta, mais fidedigna do seu desempenho 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. Neste sentido, nas análises seguintes as referidas empresas foram considerados como uma única entidade, isto é, um grupo económico, definindo-se, desta forma, a amostra representativa.

Neste documento, 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 ter considerado 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.

Registe-se, como foi anteriormente referenciado que todas as empresas do mercado liberalizado atuam, simultaneamente, na comercialização de energia elétrica e gás natural.

Importa igualmente 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 2016. Deste modo, a amostra considerada contém um total de 50 observações. O Quadro 8-6 apresenta as estatísticas descritivas da amostra representativa.

**Quadro 8-6 - Estatística descritivas**

	<i>Média</i>	<i>Desvio Padrão</i>	<i>Mediana</i>	<i>Mínimo</i>	<i>Máximo</i>	<i>Nível de confiança (95%)</i>
<b>Clientes</b>	584 415	1 081 955	136 602	152	4 419 078	307 488
<b>Custos Totais</b>	16 796 718 €	27 154 929 €	6 518 866 €	19 734 €	123 191 054 €	7 717 345 €
<b>Custos Unitários</b>	55,42 €	41,97 €	40,38 €	13,21 €	222,65 €	11,93 €

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 8-3 apresenta os resultados do DEA aplicado à amostra supra referida.

Da análise do Quadro 8-6 e da Figura 8-3 verifica-se que existe uma grande discrepância nos resultados das empresas. Deste modo, numa segunda fase foram expurgadas da amostra representativa as empresas consideradas *outliers*<sup>96</sup>.

<sup>96</sup> Para a classificação de uma observação como *outlier* recorreu-se, numa primeira fase, ao teste de *Tukey*, cujo resultado para o limite superior ( $Q3 + 1,5 \times (Q3 - Q1)$ ) apresentava-se similar ao resultado obtido com a aplicação do método do desvio padrão comparativamente ao valor da média ( $Média + 1 \times \text{Desvio Padrão}$ ). Neste último, optou-se pelo fator 1 em vez do fator 2 ou 3 referidos na literatura econométrica como valores padrão por a distribuição dos custos unitários se apresentar significativamente *leptocúrtica*. Este último método foi o adotado na definição de ambos os limites. No caso da definição do limite inferior, apenas este método justificava a eliminação de uma observação que por razões económicas fazia sentido não considerar na análise de *benchmarking* por o custo unitário apresentado não ser considerado como comparável às restantes empresas por os fatores que o justificaram não aplicarem na atualidade.

Figura 8-3 - Análise DEA com *Outliers*<sup>97</sup>

DMU	VRS	Custo Unitário
Empresa / Grupo A 2013	1,00	13,21
Empresa / Grupo A 2014	0,86	15,28
Empresa / Grupo A 2015	0,80	16,59
Empresa / Grupo A 2016	0,70	18,78
Empresa / Grupo B 2015	0,68	19,38
Empresa / Grupo C 2013	0,67	19,94
Empresa / Grupo B 2014	0,48	27,95
Empresa / Grupo B 2016	0,45	29,77
Empresa / Grupo D 2015	0,44	30,04
Empresa / Grupo B 2013	0,43	30,92
Empresa / Grupo E 2016	0,43	31,09
Empresa / Grupo D 2016	0,42	31,60
Empresa / Grupo E 2015	0,41	32,05
Empresa / Grupo F 2013	0,40	33,19
Empresa / Grupo C 2014	0,40	33,36
Empresa / Grupo E 2013	0,38	35,30
Empresa / Grupo D 2014	0,37	35,93
Empresa / Grupo G 2013	0,37	36,16
Empresa / Grupo H 2016	0,37	36,30
Empresa / Grupo H 2013	0,36	36,86
Empresa / Grupo H 2014	0,36	37,27
Empresa / Grupo H 2015	0,35	37,72
Empresa / Grupo I 2013	0,36	38,29
Empresa / Grupo E 2014	0,34	38,44
Empresa / Grupo F 2014	0,33	40,33
Empresa / Grupo J 2016	1,00	40,44
Empresa / Grupo D 2013	0,31	42,48
Empresa / Grupo I 2016	0,34	43,97
Empresa / Grupo G 2014	0,29	46,11
Empresa / Grupo I 2015	0,31	47,26
Empresa / Grupo C 2015	0,26	50,80
Empresa / Grupo G 2015	0,26	52,57
Empresa / Grupo I 2014	0,26	54,83
Empresa / Grupo K 2016	0,24	55,34
Empresa / Grupo K 2015	0,24	55,90
Empresa / Grupo F 2015	0,24	56,15
Empresa / Grupo K 2013	0,24	56,41
Empresa / Grupo C 2016	0,23	57,40
Empresa / Grupo K 2014	0,23	58,27
Empresa / Grupo G 2016	0,22	60,31
Empresa / Grupo L 2015	0,26	61,97
Empresa / Grupo M 2015	0,40	79,04
Empresa / Grupo N 2015	0,13	103,16
Empresa / Grupo O 2015	0,14	108,59
Empresa / Grupo O 2016	0,13	109,37
Empresa / Grupo N 2016	0,12	109,72
Empresa / Grupo N 2013	0,12	112,66
Empresa / Grupo N 2014	0,10	139,58
Empresa / Grupo P 2015	0,10	190,31
Empresa / Grupo Q 2015	0,58	222,65

Após a expurgação das observações classificadas como *outliers* o processo de análise da eficiência e de definição dos custos de referência foi realizado em duas fases, tendo em consideração que o fator dimensão constitui o principal determinante do nível de custos de exploração por cliente:

<sup>97</sup> Por questões de confidencialidade, as empresas e/ou grupos económicos não são identificados.

i) numa primeira fase procedeu-se à estimação dos níveis de eficiência recorrendo à aplicação da metodologia DEA a todas as empresas da amostra. O fator dimensão é introduzido na análise com a opção VRS.

ii) na segunda fase, o fator dimensão é num primeiro momento incluído através da aplicação da metodologia econométrica de análise de *clusters* para a obtenção de diferentes grupos de comercializadores de dimensão homogénea. Enquanto na primeira fase, o impacto do fator dimensão é considerado no próprio processo de estimação dos níveis de eficiência da metodologia DEA, nesta fase, optou-se por tratar a heterogeneidade de dimensão dos comercializadores com recurso à análise de *cluster* para a definição de grupos de comercializadores de dimensão similar. Após a definição dos diferentes *clusters* (leia-se grupos de dimensão similar) é aplicada a metodologia DEA a cada grupo de modo a aferir o nível de eficiência das empresas incluídas em cada grupo, isto é, o nível de eficiência é calculado entre empresas consideradas de dimensão similar. Neste caso, na metodologia DEA é utilizada a opção CRS de acordo com o referido neste ponto e no anterior.

A Figura 8-4 apresenta os resultados da primeira fase de análise com a aplicação da metodologia DEA a toda amostra conforme o exposto anteriormente, com a exclusão dos dados das empresas consideradas *outliers*. Nesta figura as empresas encontram-se ordenadas por ordem decrescente do seu nível de eficiência (o valor apresentado na coluna *VRS*). Após a realização desta ordenação das empresas procedeu-se à sua categorização por quatro níveis de eficiência e à definição dos custos de referência para cada categoria de empresas. As empresas com níveis de eficiência no percentil 0-20 correspondem à categoria de empresas mais eficientes. As restantes três categorias correspondem aos percentis 20 a 50, percentis 50 a 80 e percentis 80 a 100 dos níveis de eficiência relativa dos comercializadores incluídos na amostra. Nesta análise, o custo unitário de referência apresentado por cada categoria corresponde ao custo médio unitário por cliente apresentado pelas empresas incluídas na respetiva categoria de eficiência. Na última coluna da figura é apresentado, a título indicativo, o *cluster* em que a empresa ficou incluída resultante da aplicação da análise de *clusters* efetuada na segunda fase com o objetivo de facilitar a comparação de resultados entre as duas análises.

Esta abordagem permite captar a diversidade de realidades e de perfis de comercializadoras a atuar no mercado de energia em Portugal, captando as (des)vantagens custo que podem surgir decorrentes das características das empresas.

Figura 8-4 - Análise DEA sem *Outliers*<sup>98</sup>

DMU	Custo Unitário	VRS	Custo Unitário de Referência	Percentil	Cluster
Empresa / Grupo J 2016	40,44 €	1,00	24,01 €	0-20	4
EDP SU (PT 2014)	15,28 €	1,00			1
Empresa / Grupo D 2016	31,60 €	1,00			1
EDP SU (PT 2015)	16,59 €	0,92			1
EDP SU (PT 2016)	18,78 €	0,81			2
Empresa / Grupo B 2015	19,38 €	0,79			3
Empresa / Grupo C 2013	19,94 €	0,77			3
Empresa / Grupo D 2015	30,04 €	0,76			1
Empresa / Grupo B 2014	27,95 €	0,55	33,63 €	20-50	3
Empresa / Grupo B 2016	29,77 €	0,52			3
Empresa / Grupo B 2013	30,92 €	0,50			3
Empresa / Grupo E 2016	31,09 €	0,49			3
Empresa / Grupo E 2015	32,05 €	0,48			3
Empresa / Grupo F 2013	33,19 €	0,46			3
Empresa / Grupo C 2014	33,36 €	0,46			2
Empresa / Grupo E 2013	35,30 €	0,43			2
Empresa / Grupo D 2014	35,93 €	0,43			1
Empresa / Grupo G 2013	36,16 €	0,43			3
EEM (PT 2016)	36,30 €	0,42			3
EEM (PT 2013)	36,86 €	0,42			3
Empresa / Grupo I 2013	38,29 €	0,42			4
EEM (PT 2014)	37,27 €	0,41			48,68 €
Empresa / Grupo M 2015	79,04 €	0,41	4		
EEM (PT 2015)	37,72 €	0,41	3		
Empresa / Grupo E 2014	38,44 €	0,40	2		
Empresa / Grupo F 2014	40,33 €	0,38	3		
Empresa / Grupo I 2016	43,97 €	0,38	4		
Empresa / Grupo D 2013	42,48 €	0,36	2		
Empresa / Grupo I 2015	47,26 €	0,35	4		
Empresa / Grupo G 2014	46,11 €	0,34	3		
Empresa / Grupo C 2015	50,80 €	0,30	2		
Empresa / Grupo I 2014	54,83 €	0,30	4		
Empresa / Grupo G 2015	52,57 €	0,29	4		
Empresa / Grupo L 2015	61,97 €	0,29	4		
EDA (PT 2016)	55,34 €	0,28	57,11 €	80-100	3
EDA (PT 2015)	55,90 €	0,28			3
Empresa / Grupo F 2015	56,15 €	0,27			3
EDA (PT 2013)	56,41 €	0,27			3
Empresa / Grupo C 2016	57,40 €	0,27			2
EDA (PT 2014)	58,27 €	0,26			3
Empresa / Grupo G 2016	60,31 €	0,26			4

Fonte: ERSE

<sup>98</sup> Nesta tabela apenas são identificadas as empresas reguladas do setor da comercialização de eletricidade e para efeitos de realização de uma análise comparativa com a análise de eficiência efetuada aos *clusters*, identifica-se o *cluster* onde cada empresa ficou classificada.

A Figura 8-5 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 de eficiência para definição dos custos de referência de cada grupo. Os resultados obtidos nesta segunda fase da análise apresentam-se similares aos obtidos com a aplicação da mesma metodologia com a opção VRS a toda a amostra de empresas. Por exemplo, em ambas as análises a EEM posiciona-se no terceiro e quarto quartil no grupo adotado de empresas comparáveis em função da opção metodológica. Uma situação semelhante se observa para a EDA e para as restantes empresas. As empresas que se posicionam nos níveis mais eficientes no contexto da primeira análise são também as que apresentam os níveis mais eficientes no respetivo *cluster*. Este resultado reforça o entendimento de que a dimensão é um fator crucial para o nível de custos das empresas.

Na definição dos custos de referência de cada grupo de empresas aplicou-se a mesma metodologia que o ocorrido na definição dos custos de referência da primeira fase de análise a cada grupo. Isto é, cada grupo (*cluster*) foi categorizado em quatro 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, percentis 50 a 80 e percentis 80 a 100, respetivamente, dos níveis de eficiência relativa dos comercializadores incluídos no grupo ou *cluster*. Nos *clusters* 1,2 e 4 optou-se por apresentar apenas o custo de referência para o grupo de empresas mais eficiente (as posicionadas no percentil 0-20) pela reduzida dimensão dos mesmos e por significar que, tendencialmente, uma empresa ou um grupo de duas define o custo de referência do respetivo percentil e por os valores apresentados permitirem observar os respetivos custos de referências das três empresas regulados do setor elétrico.

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 15,28€ e 18,78€ por cliente comparativamente aos 24,26€ e 39,36€ 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.

**Figura 8-5 - Análise DEA sem Outliers<sup>99</sup> aplicada aos Clusters**

DMU	Cluster	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário	Percentil
EDP SU (PT 2014)	1	3 163 481	15,28493	1,00	15,28 €	0-20
EDP SU (PT 2015)		2 125 324	16,59438	0,92		
Empresa / Grupo D 2015		3 462 983	30,0436	0,51		
Empresa / Grupo D 2016		3 898 258	31,60157	0,48		
Empresa / Grupo D 2014		2 538 819	35,92712	0,43		
EDP SU (PT 2016)	2	1 536 179	18,77989	1,00	18,78 €	0-20
Empresa / Grupo C 2014		389 248	33,36294	0,56		
Empresa / Grupo E 2013		652 642	35,30411	0,53		
Empresa / Grupo E 2014		454 508	38,44234	0,49		
Empresa / Grupo D 2013		1 511 575	42,48342	0,44		
Empresa / Grupo C 2015		548 029	50,79718	0,37		
Empresa / Grupo C 2016		538 014	57,39683	0,33		
Empresa / Grupo B 2015		280 419	19,37936	1,00	24,26 €	0-20
Empresa / Grupo C 2013	259 447	19,93686	0,97			
Empresa / Grupo B 2014	176 981	27,946	0,69			
Empresa / Grupo B 2016	273 348	29,7742	0,65			
Empresa / Grupo B 2013	98 593	30,9181	0,63	33,28 €	20-50	
Empresa / Grupo E 2016	285 014	31,08822	0,62			
Empresa / Grupo E 2015	333 378	32,04784	0,61			
Empresa / Grupo F 2013	153 598	33,19372	0,58			
Empresa / Grupo G 2013	145 544	36,15656	0,54			
EEM (PT 2016)	3	136 852	36,29846	0,53		
EEM (PT 2013)		136 570	36,86106	0,53	42,27 €	50-80
EEM (PT 2014)		136 541	37,26629	0,52		
EEM (PT 2015)		136 634	37,72245	0,51		
Empresa / Grupo F 2014		154 128	40,32854	0,48		
Empresa / Grupo G 2014		84 984	46,11288	0,42		
EDA (PT 2016)		123 283	55,33589	0,35		
EDA (PT 2015)		122 707	55,90459	0,35	56,69 €	80-100
Empresa / Grupo F 2015		178 691	56,15362	0,35		
EDA (PT 2013)		121 836	56,40981	0,34		
EDA (PT 2014)	122 128	58,27289	0,33			
Empresa / Grupo I 2013	4	19 660	38,28899	1,00	39,36 €	0-20
Empresa / Grupo J 2016		488	40,43761	0,95		
Empresa / Grupo I 2016		8 509	43,97297	0,87		
Empresa / Grupo I 2015		10 051	47,2551	0,81		
Empresa / Grupo G 2015		62 988	52,57155	0,73		
Empresa / Grupo I 2014		13 599	54,83251	0,70		
Empresa / Grupo G 2016		51 227	60,31028	0,64		
Empresa / Grupo L 2015		5 089	61,97429	0,62		
Empresa / Grupo M 2015		723	79,04286	0,48		

Fonte: ERSE

<sup>99</sup> Nesta tabela apenas são identificadas as empresas reguladas do setor da comercialização de eletricidade.

Não obstante propor-se como custo de referência um valor unitário em linha com o nível teórico de eficiência, os proveitos a permitir aos CUR não serão alheios às especificidades das empresas reguladas e ao seu contexto de desenvolvimento da atividade, conforme o explanado nos pontos anteriores.

Não é por demais salientar que esta análise tem por base um inquérito cujas respostas são da responsabilidade das empresas e que incluem empresas com perfis bastante diferentes. Deste modo, os resultados obtidos deverão ser interpretados com cuidado. A atualização do estudo, a monitorização e auditabilidade das respostas, bem como o alargamento da amostra constituirão fatores que no futuro poderão definir com mais detalhe o nível de custos de referência e os respetivos fatores explicativos.

Todavia, apesar das condicionantes supra referidas, podem ser retiradas as seguintes conclusões:

- A dimensão apresenta-se como fator crítico do nível de custos apresentados pelas empresas. Tendencialmente, as empresas de maior dimensão apresentam uma maior capacidade de desenvolver a sua atividade com custos de exploração unitários mais reduzidos, aproveitando economias de escala;
- Os resultados obtidos nas diferentes análises permitem concluir que, aparentemente, a EDP SU apresenta-se como empresa eficiente, pelo que, para o período 2018 a 2020 define-se uma meta de eficiência de 1,5% associada ao efeito do progresso tecnológico. Este valor significa uma redução da meta de eficiência em dois pontos percentuais comparativamente ao valor do período regulatório anterior.
- A EDA e a EEM apresentam melhorias ao longo do período em análise, por exemplo, em 2016, ambas as empresas posicionaram-se no quartil superior do nível de eficiência comparativamente ao posicionamento registado nos anos anteriores. Adicionalmente, a menor performance destas empresas comparativamente aos seus pares de dimensão poderá justificar-se por outros fatores, tais como a insularidade. Pelo que, face ao exposto, para o período 2018 a 2020 define-se uma meta de eficiência de 2,5%. Este valor significa uma redução da meta de eficiência em um ponto percentual comparativamente ao valor do período regulatório anterior.

## **8.2 REPARTIÇÃO COMPONENTE FIXA VS COMPONENTE VARIÁVEL**

Na definição dos parâmetros para um novo período regulatório, entre outros fatores, importa definir a estrutura de custos, nomeadamente, a definição das componentes fixa e variável associadas ao desenvolvimento da atividade operacional das comercializadoras de energia elétrica. Neste processo torna-se relevante o conhecimento obtido ao longo dos últimos períodos regulatórios, a análise da *performance* das empresas e a expectativas futuras sobre o mercado de atuação das empresas.

Neste sentido, à semelhança do ocorrido no processo de definição de parâmetros para o período de 2016-2017 a 2018-2019 no setor do gás natural<sup>100</sup>, desenvolveram-se duas análises distintas que permitiram um maior suporte e um processo mais robusto de definição da repartição dos custos fixos e variáveis das comercializadoras:

- Utilização de Metodologia Paramétrica - procedeu-se à estimação de uma regressão de dados painel, na especificação proposta por Hansen, Moewen e Guan (2009). Este modelo consiste em realizar uma regressão onde a variável dependente constitui o total dos custos de uma empresa e em relação aos quais se pretende identificar a sua componente fixa (independente do nível da atividade da empresa) e a componente variável (dependente da atividade da empresa). As variáveis independentes são os indutores de custo e a constante corresponderá ao valor da componente fixa do custo. Neste caso, conforme referido no ponto anterior, o indutor considerado foi o número de clientes, originando a seguinte especificação da regressão:

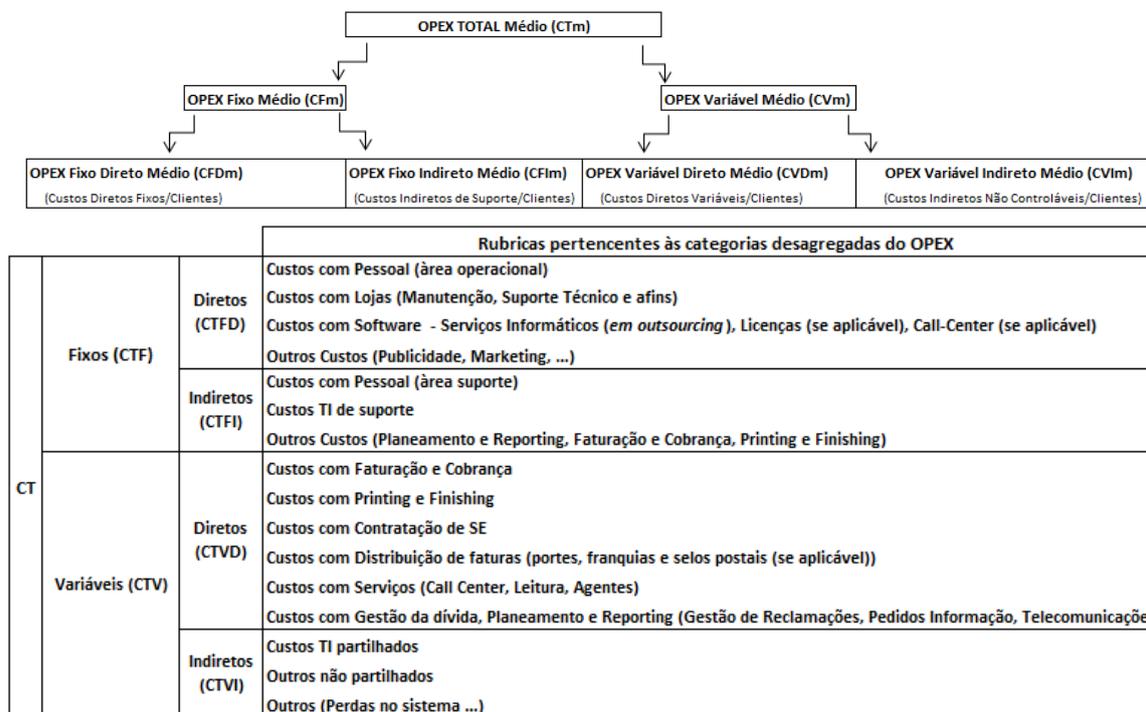
$$\text{Custos Totais}_{it} = \alpha_{it} + \beta_{it} \text{ Clientes}$$

- Utilização dos dados presentes no inquérito submetido às empresas comercializadoras para suporte às análises realizadas no contexto na definição dos custos de referência que constam no capítulo 7 deste documento. Recorde-se que neste inquérito foi solicitado às empresas a desagregação dos custos operacionais totais em quatro categorias: custos diretos fixos, custos diretos variáveis, custos indiretos de suporte (sendo, posteriormente classificados como custos fixos indiretos) e custos indiretos não controláveis (sendo posteriormente classificados como custos variáveis indiretos). No quadro seguinte apresentam-se as rubricas / tipos de custos considerados em cada categoria:

---

<sup>100</sup> Ver documento “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019.

**Quadro 8-7 - Componentes das diversas categorias de custo**



Fonte: ERSE, 2014:243-244<sup>101</sup>

Com a utilização simultânea das duas análises será possível aprofundar a avaliação e a definição da repartição mais adequada dos custos das empresas comercializadoras pelas componentes fixa e variável confrontando os resultados das duas metodologias: i) a análise da estrutura de custos estimada através da aplicação de uma metodologia econométrica aos dados económico-financeiros reportados pelas empresas aplicada e, ii) análise da estrutura de custos resultante da informação prestada pelas empresas via inquérito onde é evidenciado a indicação das mesmas sobre a sua estrutura de custos.

O Quadro 8-8 apresenta os resultados obtidos com a metodologia econométrica de regressão de dados em painel na especificação supra referida. Estes resultados foram estimados considerando os dados financeiros e físicos para o período de 2013 a 2016 de dois grupos de empresas: i) as empresas comercializadoras a operar no mercado regulado e no mercado liberalizado e ii) apenas as empresas comercializadoras a operar no mercado regulado. Para a estimação do modelo recorreu-se ao *software* econométrico STATA. Adicionalmente, para cada grupo de empresas optou-se por estimar os modelos: i) sem a opção econométrica de correção dos problemas de autocorrelação dos resíduos e ii) com esta opção.

<sup>101</sup> Documento “Parâmetros de Regulação para o Período de 2015 a 2017”.

**Quadro 8-8 – Resultados dos Modelos Paramétricos – Peso da Componente Fixa**

Modelo / Amostra	Peso dos Custos Fixos
<b>Todas as Empresas</b>	33%
<b>Todas as Empresas (correção autocorrelação)</b>	32%
<b>Reguladas</b>	44%
<b>Reguladas (correção autocorrelação)</b>	40%

Fonte: ERSE

Em relação aos dados extraídos dos inquéritos efetuou-se o cálculo de três indicadores do peso dos custos fixos para a amostra das empresas de comercialização (Quadro 8-9): i) peso dos custos fixos diretos nos custos totais; ii) peso dos custos fixos diretos na soma dos custos diretos fixos e variáveis e iii) peso das duas categorias de custos fixos (diretos e indiretos) nos custos totais<sup>102</sup>. O cálculo do segundo indicador resulta da desagregação dos custos nas categorias de custos indiretos de suporte e de custos indiretos não controláveis não ser consensual entre as empresas e alvo de diferentes interpretações. Esta dificuldade é acrescida quando se procura classificar estas rubricas na componente fixa e variável. A desagregação nas categorias associadas aos custos diretos (fixo e variável) apresenta-se mais consensual entre as empresas.

O Quadro 8-9 apresenta o valor médio dos indicadores do peso dos custos fixos para cada ano.

<sup>102</sup> Os custos diretos fixos constituem os custos operacionais e relacionados com ativos que se apresentam independentes do nível de atividade mas específicos desta mesma atividade, por exemplo, os custos com o pessoal da área operacional, encargos com lojas e outras instalações comerciais, entre outros. Os custos diretos variáveis constitui os custos dos *inputs* específicos que variam com o nível de atividade, por exemplo, custos com faturação e cobrança, custos com *printing* e *finishing*, custos com serviços (*call center*, leitura, agentes), entre outros. Os custos indiretos fixos constitui os custos com o pessoal das áreas de suporte, custos de TI de suporte e outros custos (planeamento e *reporting*, faturação e cobrança, entre outros). Por fim, os custos indiretos variáveis constitui, por exemplo, os custos de TI partilhados ou outros custos partilhados.

**Quadro 8-9 – Resultados dos Questionários – Peso da Componente Fixa**

	CFD / Total dos Custos	CFD / (CFD + CVD)	CF / Total Custos		CFD / Total dos Custos	CFD / (CFD + CVD)	CF / Total Custos
<b>EDP SU</b>				<b>Todas as Empresas</b>			
2013	22%	34%	42%	2013	15%	20%	37%
2014	28%	41%	47%	2014	16%	20%	35%
2015	29%	44%	47%	2015	36%	40%	48%
2016	32%	50%	69%	2016	43%	51%	61%
<b>EDA</b>				<b>Empresas Reguladas</b>			
2013	57%	79%	85%	2013	15%	21%	38%
2014	56%	80%	86%	2014	16%	21%	37%
2015	60%	83%	87%	2015	37%	43%	50%
2016	59%	82%	87%	2016	52%	58%	67%
<b>EEM</b>				<b>Empresas Liberalizadas</b>			
2013	50%	67%	73%	2013	14%	18%	34%
2014	48%	66%	73%	2014	15%	18%	30%
2015	50%	66%	72%	2015	33%	36%	44%
2016	48%	65%	72%	2016	24%	36%	50%

Fonte: ERSE

Os resultados do Quadro 8-9 permitem observar que as empresas inquiridas reportam, em termos médios, um comportamento crescente do peso dos custos fixos na estrutura de custos operacionais. Esta tendência é mais acentuada nos últimos dois anos. Contudo, a EEM e a EDA apresentam alguma estabilidade da sua estrutura de custos. Recorde-se que nas Regiões Autónomas não existe mercado liberalizado na comercialização de energia elétrica e, por este motivo, o número de clientes apresenta uma volatilidade muito reduzida comparativamente ao que ocorre nas empresas a operar no Continente. Neste último caso, o comportamento da estrutura de custos das empresas é, possivelmente, determinado, entre outros fatores, pelo tipo de empresas a operar nesta atividade. As empresas reguladas do Continente encontram-se numa situação de *phasing out* da sua atividade, enquanto a maioria das empresas do mercado liberalizado encontram-se numa fase embrionária da sua atividade de comercialização. Nas primeiras poderá estar a ocorrer uma situação de adaptação da estrutura de custos a um ritmo inferior ao registado pela quebra da atividade, isto é, ao nível da diminuição do número de clientes. No caso das segundas, a sua carteira de clientes ainda não permite uma diluição dos custos fixos e dos investimentos necessários ao arranque da atividade operacional. Contudo, as respostas destes inquéritos têm de ser avaliadas com muita cautela visto poderem refletir estratégias comunicacionais das empresas para influenciar as decisões do regulador.

Em face do exposto, a ERSE propõe a seguinte repartição entre custos fixos e custos variáveis para cada uma das comercializadoras reguladas.

**Quadro 8-10 - Repartição componente fixa vs variável**

	EDP SU	EDA	EEM
Componente Fixa	40%	50%	50%
Componente Variável	60%	50%	50%

Fonte: ERSE

Esta proposta conjuga os resultados da análise econométrica com as respostas dos inquéritos enviadas ao regulador nos últimos anos.



## 9 MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os custos com a aquisição de combustíveis constitui nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (RA) uma importante parcela dos custos da atividade de AGS das empresas reguladas, EDA e da EEM.

Em 2009 foi implementada na EDA e na EEM uma metodologia regulatória que permitisse reduzir o diferencial entre os custos de aquisição do fuelóleo nas RA e no Continente. Esta metodologia baseou-se no estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase and Activity*”, realizado pela Kema, e concluído em janeiro de 2011.

Contudo, a aplicação de custos de referência apenas ao fuelóleo poderia dar um sinal enviesado daquilo que se pretende em termos regulatórios, podendo estar a incentivar o consumo de um determinado tipo de combustível, o gasóleo, em detrimento de outro, o fuelóleo. Desta forma, em 2016 foi efetuada uma atualização do estudo anterior, no que se refere aos custos com o fuelóleo e o seu alargamento aos restantes combustíveis consumidos nas RA, o gasóleo e o gás natural. Esse estudo, designado “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, foi efetuado pela DNV GL e concluído em novembro de 2016, com o objetivo de generalizar a aplicação de custos eficientes a todos os tipos de combustíveis consumidos nas RA, promovendo de uma forma clara a eficiência em toda a atividade de aquisição de combustíveis.

Para a elaboração do referido estudo, foram definidos um conjunto de objetivos nos quais esse estudo incidiu, designadamente:

- Definição dos mercados de referência para a aquisição do fuelóleo, gasóleo e gás natural;
- Descrição da cadeia de valor em que assenta a aquisição de cada tipo de combustível;
- Análise e descrição de cada “item” que compõe a atividade de aquisição de cada tipo de combustível, (i) fuelóleo, (ii) gasóleo e (iii) gás natural ao longo da sua cadeia de valor:
  - Mercado de referência;
  - Transporte até ao primeiro porto de descarga;
  - Receção e descarga;
  - Armazenamento;
  - Transporte inter-ilhas;
  - Transporte rodoviário entre as instalações de armazenagem e as centrais.

O armazenamento dos combustíveis nas Regiões Autónomas apresenta algumas particularidades que variam entre as duas regiões, e, dentro destas, entre as diferentes ilhas. Os custos com as infraestruturas necessárias para a descarga e o armazenamento têm um peso muito importante nesta atividade. Tal como já se havia apurado no anterior estudo, as especificidades desta atividade são de tal ordem que dificultam a aplicação de metodologias idênticas às duas empresas, que têm cada qual características muito particulares, desde logo passando pelas características geográficas até às características dos contratos de fornecimento de combustíveis celebrados por cada empresa, para cada tipo de combustível.

Esta dificuldade foi acentuada por não haver informação suficiente relativamente aos custos das infraestruturas, tendo em conta que, por um lado, muitos dos equipamentos são propriedade de empresas não reguladas e, como tal, o custo das mesmas não ser conhecido. Por outro lado, no caso dos equipamentos que são propriedade da EDA e da EEM, os ativos estão afetos aos custos das centrais, não sendo, por vezes, conhecidos em detalhe os seus valores reais.

Assim, tal como na metodologia aplicada para o fuelóleo em 2009, a consideração de custos padrão implicou não se terem aplicado metas de eficiência nesta atividade, visto assumir-se, à partida, que estes custos deviam ser considerados nessa atividade.

Face a esses constrangimentos a ERSE procurou uniformizar, dentro do possível, o tratamento dado na aceitação dos custos com a aquisição dos combustíveis das duas RA com as particularidades de cada RA. Tal facto implica que haja fatores que só podem ser avaliados após a aplicação das metodologias durante um determinado período de tempo, com base em valores realmente ocorridos.

Após aplicação das metodologias implementadas pela ERSE no período regulatório 2015-2017, procedeu-se à avaliação dos resultados obtidos e decidiu-se proceder ao ajuste de alguns dos parâmetros a aplicar ao longo do período regulatório 2018-2020.

Neste sentido, para o período regulatório 2018-2020 foram revistos os seguintes parâmetros:

## **GASÓLEO**

A taxa de desconto sobre o preço do gasóleo a aplicar na EDA e na EEM foi revista para 11%, valor que corresponde ao máximo do intervalo indicado pela DNV para o desconto efetuado na RAA<sup>103</sup>, e ao valor do desconto efetuado na RAM no ano de 2015<sup>104</sup>, último ano de abrangência do estudo *“Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity”*, de novembro de 2016.

---

<sup>103</sup> Conforme referido na página 29 do estudo *“Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity”* - “Due to the exclusion of the resale margin RM and the relatively large unit discounts offered (between 6 and 11% of the price per island excluding taxes (PA) price).”

<sup>104</sup> Conforme referido na tabela 32 da página 96 do estudo *“Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity”*.

Relativamente aos mercados de referência, em 2015, 2016 e 2017, foi utilizado como referência para o cálculo do custo com gasóleo valores retirados do “*Weekly Oil Bulletin*” da Comissão Europeia, do produto “*Automotive Gas Oil*” e dos valores retirados da Reuters, para o biodiesel do tipo “*Biodiesel TR Reuters Daily FAME 2*”. Após análise dos resultados da aplicação desse referencial para os anos 2015 e 2016 foi considerado que o mesmo não se revela o mais adequado para equiparação aos mercados de referência das RA.

Por conseguinte, para o período regulatório 2018-2020, o indexante para o custo do gasóleo foi alterado, passando a considerar-se, no período regulatório 2018-2020, a média do preço do gasóleo de 14 países<sup>105</sup> da União Europeia, para o produto “*Automotive Gas Oil*” retirados do “*Weekly Oil Bulletin*” da Comissão Europeia ponderado pelas quantidades do último ano com valores reais disponíveis<sup>106</sup>.

### **GÁS NATURAL**

No período regulatório 2015-2017, os valores dos custos de referência com a descarga e armazenamento de gás natural aceites na RAM foi apresentado no quadro 6-5, página 34, do documento “Aplicação dos resultados do estudo para definição de custos de referência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”, de dezembro de 2016. O valor total fixado correspondeu a um custo de referência com a descarga e armazenamento de gás natural de 1 101 998 euros, para 2015.

Os custos de referência publicados em 2016 incluíam as seguintes parcelas de custo:

- Custos com a construção e montagem da UAG dos Socorridos (custos de CAPEX);
- Terreno ocupado para construção da UAG (custos de CAPEX);
- Custos de aquisição de 40 contadores criogénicos para transporte do gás natural (custos de CAPEX);
- Custos com a construção e montagem do gasoduto que liga a UAG à central da Vitória (custo de CAPEX);
- Custos com descarga, consumo de eletricidade, gestão da UAG e manutenção dos equipamentos (custos de OPEX).

Após análise mais aprofundada às conclusões do estudo apresentado pela DNV GL, e comparando os custos com aquisição do gás natural verificados em 2015 e em 2016 com os valores aceites em tarifas por

---

<sup>105</sup> Os países considerados são: Alemanha, Áustria, Bélgica, Dinamarca, Espanha, Finlândia, França, Grécia, Irlanda, Itália, Luxemburgo, Países Baixos, Reino Unido e Suécia.

<sup>106</sup> Para o cálculo do preços do ano de 2018 as quantidades disponíveis referem-se ao ano de 2016.

aplicação dos custos de referência, a ERSE decidiu rever o valor de referência a aplicar para o novo período regulatório 2018-2020.

No seguimento dessa análise, encontraram-se forte evidências de que os custos com a descarga e armazenamento de gás natural estão implícitos nos valores estabelecidos no próprio contrato de fornecimento de gás natural à EEM. Assim, a partir de 2018, passa-se a assumir que o valor dos custos de referência com a descarga e armazenamento de gás natural deixam de crescer ao custo com o gás natural. Tal situação deve-se às seguintes considerações:

- O terreno de construção da UAG dos Socorridos é retirado do CAPEX por ser propriedade da EEM;
- Os custos de construção e de aquisição de infraestruturas e equipamentos são retirados do CAPEX por se entender que a sua remuneração está contemplada no âmbito do contrato de fornecimento de combustíveis efetuado entre a EEM e a GALP;
- O mesmo procedimento aplica-se aos custos com o OPEX.