

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O
PERÍODO 2015 A 2017**

Dezembro 2014

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

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

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA DA REN.....	3
2.1	Mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência	5
2.1.1	Parâmetros	14
2.2	Incentivo à extensão da vida útil	15
2.2.1	Parâmetros	17
2.3	Base de custos de exploração para 2015 e fator de eficiência para o período 2015 a 2017	19
2.3.1	Análise de desempenho	20
2.3.2	<i>Benchmarking</i> do Transporte de Energia Elétrica: projeto E3GRID2012.....	25
2.3.3	Base de custos	29
2.3.4	Indutores de Custo	31
2.3.5	Meta de eficiência	32
2.3.6	Parâmetros	33
2.4	Mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT	34
2.4.1	Parâmetros	38
3	PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO	41
3.1	Base de custos de exploração para 2015 e fator de eficiência para o período 2015 a 2017	43
3.1.1	Base de custos	43
3.1.2	Indutores de custo	47
3.1.3	Eficiência	51
3.1.3.1	Enquadramento teórico	51
3.1.3.2	<i>Benchmarking</i>	54
3.1.3.3	Meta de eficiência e índice de Malmquist.....	75
3.1.4	Parâmetros	79
3.2	Limitação ao investimento excessivo.....	80
3.2.1	Parâmetros	81
3.3	Mecanismo de incentivo aos investimentos em rede inteligente	81
3.3.1	Parâmetros	91
3.4	Incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	92
3.4.1	Parâmetros	93
3.5	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço	95
3.5.1	Parâmetros da componente 1	96
3.5.2	Parâmetros da componente 2.....	101
4	PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÔNOMAS.....	105
4.1	Comparação entre as atividades nas duas Regiões Autônomas	105

4.2	EDA.....	110
4.2.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	111
4.2.1.1	Parâmetros	118
4.2.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	119
4.2.2.1	Parâmetros	124
4.3	EEM	127
4.3.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	129
4.3.1.1	Parâmetros	135
4.3.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	136
4.3.2.1	Parâmetros	141
5	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP SERVIÇO UNIVERSAL E REGIÕES AUTÓNOMAS	145
5.1	Enquadramento	145
5.2	Caracterização da atividade.....	146
5.2.1	EDP SU	146
5.2.2	EDA	148
5.2.3	EEM.....	150
5.2.3.1	<i>Benchmarking</i> das empresas comercializadoras nas Regiões Autónomas.....	152
5.3	Parâmetros	155
5.3.1	Base de custos para 2015.....	155
5.3.1.1	Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência	155
5.3.1.2	Componente de custos não controláveis	162
5.3.2	Indutores de custos	164
5.3.3	Repartição Componente Fixa vs Componente Variável	168
5.3.4	Metas de eficiência.....	172
5.3.5	Parâmetros 2015-2017.....	172
6	CUSTO DE CAPITAL.....	179
6.1	Introdução	179
6.2	Principais alterações face ao anterior período regulatório.....	179
6.3	Metodologia	183
6.4	Taxa de juro sem risco.....	188
6.5	<i>Gearing</i>	193
6.6	Custo do capital próprio	196
6.6.1	Prémio de risco de mercado e beta do capital próprio	197
6.6.1.1	Prémio de risco de mercado.....	198
6.6.1.2	Beta do capital próprio.....	201
6.6.2	EDP Distribuição	204
6.6.2.1	Beta atividade de Distribuição	204
6.6.3	REN.....	207
6.6.3.1	Beta atividade de Transporte e Gestão do Sistema	207
6.6.4	Valores definidos para o custo do capital próprio para a EDPD e REN	208
6.7	Custo do capital alheio.....	209
6.7.1	Prémio de risco da dívida.....	211

6.7.2	Valores definidos para o custo do capital alheio para a EDPD e REN.....	213
6.8	Custo do capital médio ponderado para 2015	214
6.8.1	EDP Distribuição	215
6.8.2	REN	217
6.8.3	Regiões Autónomas	218
6.9	Metodologia de indexação para o período 2015 a 2017.....	219
6.9.1	Atividade de Distribuição e Comercialização de Energia Elétrica	220
6.9.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	221
7	CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	223
7.1	Enquadramento	223
7.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia	225
7.2.1	Metodologia de aferição dos custos de referência.....	235
7.3	Fundamentação teórica de suporte	238
7.3.1	Metodologia adotada e análise de custo no curto prazo	239
7.3.2	Análise dos Resultados.....	244
8	MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS	249

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Aspetos metodológicos da aplicação do mecanismo de custos de referência	6
Figura 2-2 - Determinação do RAB por aplicação do mecanismo de custos de referência	6
Figura 2-3 - Evolução do investimento transferido para exploração da atividade de TEE	7
Figura 2-4 - Evolução do CAPEX da atividade de TEE	8
Figura 2-5 - Rácios C_{ref}/C_{real} por obra (custos diretos).....	9
Figura 2-6 - Comparação das taxas EEG+EF reais e de referência, para obras valorizadas a custos de referência	11
Figura 2-7 - Evolução dos encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo de custos de referência e comparação com os valores reais.....	11
Figura 2-8 - VAL na ótica da empresa para as diferentes zonas do mecanismo	12
Figura 2-9 - VAL na ótica da empresa após a revisão do mecanismo	14
Figura 2-10 - Benefícios para os consumidores resultantes do incentivo MEEFVU	18
Figura 2-11 - Evolução dos ativos em fim de vida útil.....	18
Figura 2-12 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de TEE	21
Figura 2-13 - Evolução dos custos de exploração reais/aceites da atividade de Transporte de Energia Elétrica no período 2003-2013.....	22
Figura 2-14 - Comparabilidade histórica da evolução do OPEX Líquido da REN com a evolução do OPEX líquido aceite pela ERSE a preços constantes de 2014	23
Figura 2-15 - OPEX controlável unitário em 2000-2013 a preços constantes de 2014.....	24
Figura 2-16 - OPEX unitário na atividade de TEE por período regulatório (preços constantes de 2014).....	25
Figura 2-17 - Resultado previsto com aplicação da metodologia (preços correntes).....	34
Figura 2-18 - Representação gráfica dos parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT	36
Figura 2-19 - Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT, de 2009 a 2013	37
Figura 2-20 - Evolução do indicador SAIDI da RNT para o período 2009-2013.....	38
Figura 3-1 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE	43
Figura 3-2 - Evolução do OPEX controlável (preços correntes)	44
Figura 3-3 - OPEX unitário por energia (preços constantes 2013).....	45
Figura 3-4 - OPEX unitário por cliente (preços constantes 2013).....	45
Figura 3-5 - Evolução do número de clientes no período de 2009 a 2017	49
Figura 3-6 - Evolução da energia distribuída no período de 2009 a 2017	49
Figura 3-7 - Métodos de análise de eficiência.....	54
Figura 3-8 - Modelo 2: comparabilidade do estudo (2014) versus estudo (2011) em rendimentos constantes à escala (CRS).....	65
Figura 3-9 - Modelo 2: comparabilidade do estudo (2014) versus estudo (2011) em rendimentos variáveis à escala (VRS)	66
Figura 3-10 - Comparação, ao nível da sensibilidade do OPEX ao indutor energia elétrica distribuída, entre os estudos de 2011 e 2014 em CRS.....	68

Figura 3-11 - Comparação da sensibilidade do OPEX ao indutor quilómetros de rede entre os estudos de 2011 e 2014 em CRS	70
Figura 3-12 - Comparação da sensibilidade do OPEX ao indutor clientes entre os estudos de 2011 e 2014 em CRS	71
Figura 3-13 - Resultados obtido e previstos com a aplicação da metodologia de regulação.....	80
Figura 3-14 - Aplicação do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” de 2012 a 2014.....	83
Figura 3-15 - Concessão do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” para o período regulatório 2015-2017, por projeto	85
Figura 3-16 - Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo, incluindo os valores propostos para o período regulatório 2015-2017	94
Figura 3-17 - Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço	96
Figura 3-18 - Valores de TIEPI em Portugal	98
Figura 3-19 - Valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2013	98
Figura 3-20 - Valores de TIEPI para o período regulatório de 2015-2017	100
Figura 3-21- Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço	101
Figura 3-22 - Evolução do indicador da média deslizante SAIDI MT e do SAIDI MT 5%	102
Figura 3-23 - Evolução da razão entre a média deslizante do SAIDI MT 5% e do SAIDI MT	103
Figura 4-1 - Comparação do OPEX real da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade	106
Figura 4-2 - Comparação do OPEX previsional da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (período regulatório 2015-2017)	107
Figura 4-3 - Comparação do OPEX real da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade a preços constantes de 2014	108
Figura 4-4 - Comparação do OPEX previsional da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (período regulatório 2015-2017)	109
Figura 4-5 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de AGS	112
Figura 4-6 - Evolução da base de custos	114
Figura 4-7 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia produzida (produção própria)	115
Figura 4-8 - Simulação de OPEX aceite pela ERSE no período regulatório de 2015-2017	116
Figura 4-9 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	118
Figura 4-10 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE	119
Figura 4-11 - Evolução da base de custos	120
Figura 4-12 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE	121
Figura 4-13 - Base de custos do OPEX líquido a preços constantes de 2014	122
Figura 4-14 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em AT/MP	126
Figura 4-15 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em BT	126
Figura 4-16 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de AGS	130
Figura 4-17 - Evolução da base de custos	131

Figura 4-18 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia produzida (produção própria)	132
Figura 4-19 - Simulação de OPEX aceite pela ERSE no período regulatório de 2015-2017	133
Figura 4-20 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	136
Figura 4-21 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE	137
Figura 4-22 - Evolução da base de custos	138
Figura 4-23 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE	139
Figura 4-24 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	143
Figura 5-1 - Evolução número médio de clientes da EDP SU	147
Figura 5-2 - Custos unitários por cliente (preços constantes 2013)	148
Figura 5-3 - Evolução número médio de clientes da EDA	149
Figura 5-4 - Custos unitários por cliente EDA (preços constantes de 2013)	150
Figura 5-5 - Evolução número médio de clientes da EEM	151
Figura 5-6 - Custos unitários por cliente EEM (preços constantes de 2013)	152
Figura 5-7 - 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 2013, a preços constantes de 2014	153
Figura 5-8 - Comparação <i>ex-ante</i> (2015-2017) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (energia vendida a retalho), a preços constantes de 2014	153
Figura 5-9 - 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 2014	154
Figura 5-10 - Comparação <i>ex-ante</i> (2015-2017) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (número médio de clientes), a preços constantes de 2014	154
Figura 5-11 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de CEE	155
Figura 5-12 - Custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência EDP SU	158
Figura 5-13 - Custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência EDA	160
Figura 5-14 - Custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência EEM	161
Figura 5-15 - Custos totais unitários EDP SU	163
Figura 5-16 - Relação funcional entre custos de exploração da atividade regulada de CEE e número médio de clientes	168
Figura 5-17 - Estrutura de custos desagregada das comercializadoras em 2013	171
Figura 5-18 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDP SU	174
Figura 5-19 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDA	176
Figura 5-20 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EEM	178
Figura 6-1 - <i>Yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa	180
Figura 6-2 - <i>Yields</i> das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund)	181
Figura 6-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	181

Figura 6-4 - <i>Yields</i> das OTs e das Bunds a 2 anos	182
Figura 6-5 - Inflação (IPC) em Portugal	183
Figura 6-6 - <i>Yields</i> das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano	190
Figura 6-7 - Média geométrica das <i>yields</i> das Bund a 3 anos a 5 anos e a 6 anos	191
Figura 6-8 - <i>Yields</i> das OT e períodos de cálculo das médias	192
Figura 6-9 - <i>Gearing</i> EDP Distribuição e REN	194
Figura 6-10 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e da REN com maturidade entre 2017 e 2021 e das OTs a 5 anos	210
Figura 6-11 - Emissões de dívida e <i>yields</i> de obrigações recentes da EDP e da REN	211
Figura 6-12 - Emissões recentes de dívida da EDP e REN e <i>yields</i> respetivas em agosto de 2014..	213
Figura 6-13 - RoR regulatório EDP Distribuição	216
Figura 6-14 - RoR regulatório REN	218
Figura 6-15 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica.....	221
Figura 6-16 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte e Gestão de Sistema	222
Figura 7-1 - Aspetos que condicionam os custos de referência para a atividade de CEE	223
Figura 7-2- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE	224
Figura 7-3 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão	227
Figura 7-4 - Valor médio do Custo Total Médio (CTM) por categoria de dimensão	228
Figura 7-5 - Valor médio e mediana do CTM por categoria de empresas (maturidade)	229
Figura 7-6 - Valor médio e mediana do Custo Total Médio (CTM) por categoria de empresas relativamente ao perfil de cliente.....	232
Figura 7-7 - Valor médio e mediana do Custo Total Médio (CTM) por categoria de empresas relativamente ao perfil de cliente (apenas segmento doméstico).....	233
Figura 7-8 – Valor médio do Custo Total Médio (CTM) por categoria de empresas relativamente à inserção em grupo económico	234
Figura 7-9 - Mediana do Custo Total Médio (CTM) por categoria de empresas relativamente à inserção em grupo económico	234
Figura 7-10 - Metodologia adotada para cálculo dos custos de referência da atividade de comercialização do setor elétrico em Portugal.....	236
Figura 7-11 - Funções de custo no curto prazo	239
Figura 7-12 - O DEA, a eficiência técnica e níveis de acréscimo de custo: orientação <i>input</i>	242
Figura 7-13 - Desagregação do Custo Total Médio (CTM) por categoria de custo	243
Figura 8-1 - Estrutura da produção própria de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira	250
Figura 8-2 - Impacte da aplicação da metodologia de custos de referência para o fuelóleo na RAA ..	251
Figura 8-3 - Impacte da aplicação da metodologia de custos de referência para o fuelóleo na RAM	251

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Percentis do rácio C_{ref}/C_{real} (custos diretos).....	10
Quadro 2-2 - Parâmetros a aplicar no mecanismo de custos de referência.....	14
Quadro 2-3 - Aplicação do incentivo à extensão da vida útil no período de 2009 a 2014.....	16
Quadro 2-4 - Parâmetros a aplicar no incentivo à extensão da vida útil	19
Quadro 2-5 - Taxa de inflação.....	20
Quadro 2-6 - Ativos constituintes da REN em 2011 a preços constantes de 2012.....	26
Quadro 2-7 - Comparação da REN com os restantes operadores de Transporte de Energia Elétrica em 2011 a preços constantes de 2012	27
Quadro 2-8 - Resumo dos dados de <i>benchmarking</i> no período de 2007-2011 a preços constantes de 2012	28
Quadro 2-9 - OPEX estimado para 2014 com base em variáveis incrementais reais <i>versus</i> com base em variáveis incrementais previsionais a preços constantes de 2014.....	30
Quadro 2-10 - Parâmetros da TEE	33
Quadro 2-11 - Parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório 2015-2017.....	39
Quadro 3-1 - Base de custos para 2015	47
Quadro 3-2 - Caracterização da amostra.....	58
Quadro 3-3 - Estatísticas descritivas.....	59
Quadro 3-4 - Matriz de correlações.....	60
Quadro 3-5 - Resumo dos modelos considerados.....	61
Quadro 3-6 - Resultados do Modelo 1	63
Quadro 3-7 - Resultados do Modelo 2	64
Quadro 3-8 - Sensibilidade do OPEX ao indutor energia elétrica distribuída.....	67
Quadro 3-9 - Sensibilidade do OPEX ao indutor quilómetros de rede	69
Quadro 3-10 - Sensibilidade do OPEX ao indutor clientes	71
Quadro 3-11 - Resultados do Modelo 3	72
Quadro 3-12 - Resultados do novo Modelo 1	74
Quadro 3-13 - Resultados do novo Modelo 2	75
Quadro 3-14 - Decomposição do Índice de Malmquist no período regulatório: EDPD (<i>Pure Efficiency change effect, Scale effect e Technological change effect</i>)	77
Quadro 3-15 - <i>Technological change effect</i> (amostra do <i>benchmarking</i>).....	78
Quadro 3-16 - Variáveis definidas no período de regulação 2012-2014 e 2015-2017.....	79
Quadro 3-17 - OPEX definido para 2015 e evolução para os restantes anos.....	79
Quadro 3-18 - Parâmetros do mecanismo de incentivo ao investimento em “redes inteligentes”	92
Quadro 3-19 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017	94
Quadro 3-20 - Concretização dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.....	95
Quadro 3-21 - Determinação dos valores de END_{REF} propostos para o período de regulação de 2015-2017.....	99

Quadro 3-22 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2015-2017	101
Quadro 3-23 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço	104
Quadro 4-1 - Taxa de inflação.....	111
Quadro 4-2 - Base de custos do OPEX líquido a preços constantes de 2014	116
Quadro 4-3 - Parâmetros da AGS.....	118
Quadro 4-4 - Parâmetros da DEE	125
Quadro 4-5 - Taxa de inflação.....	128
Quadro 4-6 - Base de custos do OPEX líquido a preços constantes de 2014	133
Quadro 4-7 - Parâmetros da AGS.....	135
Quadro 4-8 - Base de custos do OPEX líquido a preços constantes de 2014	140
Quadro 4-9 - Parâmetros da DEE	142
Quadro 5-1 - Resumo da metodologia de cálculo da base de custos controláveis 2015.....	157
Quadro 5-2 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EDP SU	157
Quadro 5-3 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EDA	159
Quadro 5-4 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM.....	160
Quadro 5-5 - Custos não controláveis 2015 EDP SU	163
Quadro 5-6 - Matriz de correlações dos principais indutores de custo.....	166
Quadro 5-7 - Componentes das diversas categorias de custo	170
Quadro 5-8 - Repartição componente fixa vs variável	172
Quadro 5-9 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EDP SU para 2015-2017.....	173
Quadro 5-10 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EDA para 2015-2017	175
Quadro 5-11 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EEM para 2015-2017	177
Quadro 6-1 - Taxa de juro sem risco.....	193
Quadro 6-2 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus	195
Quadro 6-3 - <i>Gearing</i> definido para o período regulatório 2015-2017 e valores de comparação.....	196
Quadro 6-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores.....	200
Quadro 6-5 - Prémio de risco de mercado para o período regulatório 2015-2017	201
Quadro 6-6 - Betas da EDP e da REN.....	204
Quadro 6-7 - Estimativa dos betas do ativo das atividades da EDP.....	207
Quadro 6-8 - Estimativa do beta do ativo das atividades da REN.....	208
Quadro 6-9 - Custo do capital próprio da EDPD e da REN	209
Quadro 6-10 - Prémio de risco da dívida	213
Quadro 6-11 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor elétrico	214
Quadro 6-12 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital da EDP Distribuição	215
Quadro 6-13 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital da REN	217
Quadro 6-14 - Taxa de juro implícita da EDA e da EEM	218

Quadro 7-1 - Componentes das diversas categorias de custo	244
Quadro 7-2 - Estatística descritivas	245
Quadro 7-3 - Matriz de correlações.....	245
Quadro 7-4 - Matriz de custos de referência para o conjunto de comercializadores.....	246
Quadro 7-5 - Matriz de custos de referência para os comercializadores de energia elétrica.....	247
Quadro 7-6 - Posição de cada comercializador na matriz de custos de referência.....	247

1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se os parâmetros de regulação a aplicar às atividades reguladas para o período de regulação 2015-2017, 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 2015, as metas de eficiência a aplicar nos anos 2016 e 2017, bem como os parâmetros de mecanismos de regulação por incentivos existentes para as diferentes atividades.

Os referidos parâmetros são aplicados às empresas reguladas, nomeadamente, à REN, S.A., à EDP Distribuição, S.A., à EDP Serviço Universal, S.A., à EDA, S.A. e à EEM, S.A..

Os parâmetros definidos no presente documento materializam as preocupações plasmadas na atual revisão regulamentar, designadamente o equilíbrio entre a promoção da eficiência técnica e a garantia da eficiência na alocação dos recursos. Deste modo, a definição destes parâmetros foi precedida de uma avaliação do desempenho das empresas face às metas propostas no anterior período regulatório, no seguimento da qual se procurou assegurar, com a redefinição dos parâmetros, que os ganhos atingidos com a regulação por incentivos, designadamente em termos de diminuição dos custos de exploração e de investimento, sejam partilhados por todos os agentes.

A regulação por incentivos mantém-se a pedra basilar da arquitetura regulatória. Neste sentido, a presente proposta pretende igualmente 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, procurando, para tal, deixar às empresas margens de decisão suficientes para a prossecução destes objetivos.

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..
- O capítulo 3 apresenta os parâmetros para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica do operador da rede de distribuição, EDP Distribuição, S.A..
- O capítulo 4 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 5 é dedicado às atividades de Comercialização de Energia Elétrica, quer no Continente quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

- O capítulo 6 apresenta a metodologia aplicada na determinação do custo de capital das atividades reguladas do Continente e Regiões Autónomas.
- No capítulo 7 são apresentados os custos de referência para o Comercializador de Último Recurso.
- O capítulo 8 é dedicado a algumas considerações sobre o mecanismo de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas.

A definição dos parâmetros diretamente associados aos custos de exploração (OPEX¹) das atividades reguladas e aos custos de referência da atividade de comercialização beneficiou, pela primeira vez, do trabalho desenvolvido no âmbito de um protocolo de cooperação estabelecido entre a ERSE e a Faculdade de Economia da Universidade do Porto.

¹ *Operational Expenditure*, que de modo geral correspondem aos custos de exploração

2 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA DA REN

Neste capítulo, determinam-se os parâmetros da atividade de Transporte de Energia Elétrica para o período de regulação de 2015 a 2017.

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 seguinte, 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;
- Incentivo à manutenção em exploração de equipamentos em fim de vida útil, destinado a manter os ativos totalmente amortizados em funcionamento, desde que garantam adequadas condições de segurança e de qualidade de serviço, permitindo diferir temporalmente investimentos de substituição;
- 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 dois períodos regulatórios anteriores, nomeadamente entre 2009 e 2013 (último ano em que estão disponíveis dados reais), tendo demonstrado a boa aplicabilidade dos mesmos, conforme explicitado adiante neste capítulo.

Ponderadas as vantagens e os inconvenientes, a ERSE decidiu estender a aplicação destes incentivos ao período de regulação 2015-2017, 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 havia sido confirmada a continuidade dos incentivos para a

atividade de Transporte de Energia Elétrica para o período regulatório de 2015-2017, apenas com alterações ao nível de detalhes de aplicação.

Tendo em conta o exposto, os parâmetros definidos para esta atividade para o período 2015-2017, são os seguintes:

- OPEX
 - Custos incrementais:
 - Base de custos de exploração para o ano 2015 e fator de eficiência para o período de regulação 2015-2017;
 - Custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações;
- CAPEX
 - Incentivo à extensão da vida útil:
 - Parâmetro associado ao incentivo à extensão da vida útil;
 - Taxa de remuneração dos ativos em fim de vida útil;
 - 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;
 - 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;
- Outros:
 - Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente ao ano t-2.

MECANISMO DE CONTROLO DA RENDIBILIDADE DOS ATIVOS

A ERSE aplicará o mecanismo de monitorização da rendibilidade dos ativos das empresas reguladas que consta da revisão regulamentar em curso. Para 2015, e de modo a garantir uma avaliação criteriosa dos impactos decorrentes da aplicação do mecanismo *ex-post* do controlo de rentabilidade dos ativos, será aplicado um fator α , correspondente à partilha de benefícios/perdas entre consumidores e empresa, igual a zero.

2.1 MECANISMO DE VALORIZAÇÃO DOS INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

ENQUADRAMENTO

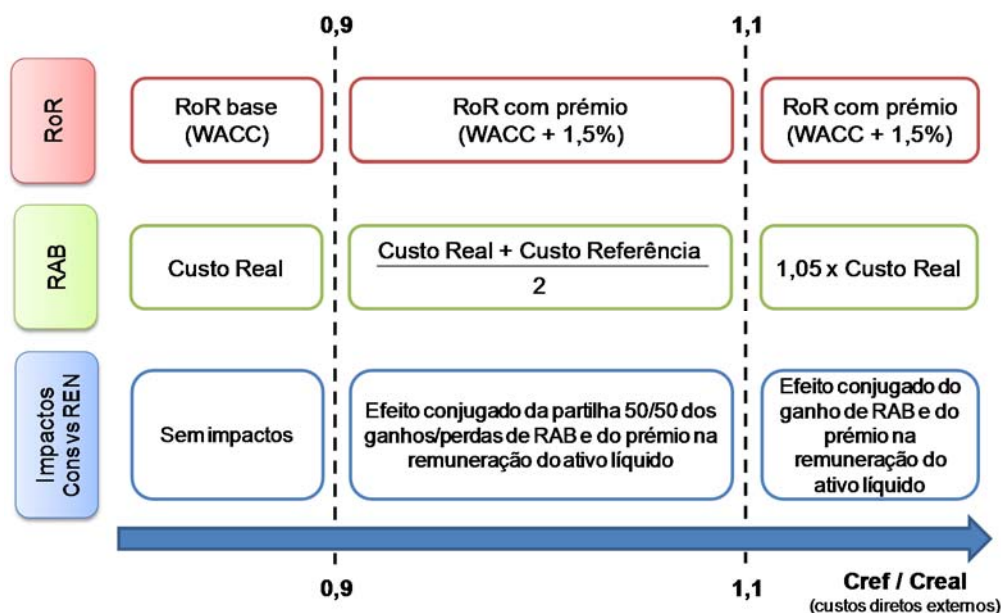
O mecanismo dos custos de referência para os investimentos na rede de transporte foi introduzido no período regulatório de 2009-2011. Este mecanismo foi publicado em setembro de 2010, pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, embora tenha tido aplicação retroativa aos investimentos transferidos para exploração em 2009.

O mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência incorpora os resultados de um estudo realizado em 2009 por um consultor independente, que procedeu à classificação e custeio das tipologias de investimento na rede de transporte em Portugal, tendo por base dados históricos de investimentos do operador da rede de transporte. Este estudo definiu também a metodologia de atualização dos custos de referência, recorrendo a índices económicos e a índices de matérias-primas. Adicionalmente, a regulamentação complementar da ERSE que publicou o mecanismo, estabeleceu que sobre os custos de referência atualizados incidem fatores de eficiência, publicados pela ERSE para cada período regulatório.

No âmbito deste mecanismo, os princípios base para a verificação da eficiência do investimento suportam-se numa comparação dos custos reais com os respetivos custos de referência, atendendo às tipologias e quantidades físicas que caracterizam o investimento. Para cada obra ou projeto é calculado um rácio entre o custo real e o custo de referência, que determina a valorização a atribuir a esses ativos e a taxa de remuneração a aplicar². A Figura 2-1 ilustra, de forma simplificada, a aplicação do mecanismo.

² Excetuam-se as obras em subestações transferidas para exploração antes de 2006, nas quais o custo aceite é sempre o custo real.

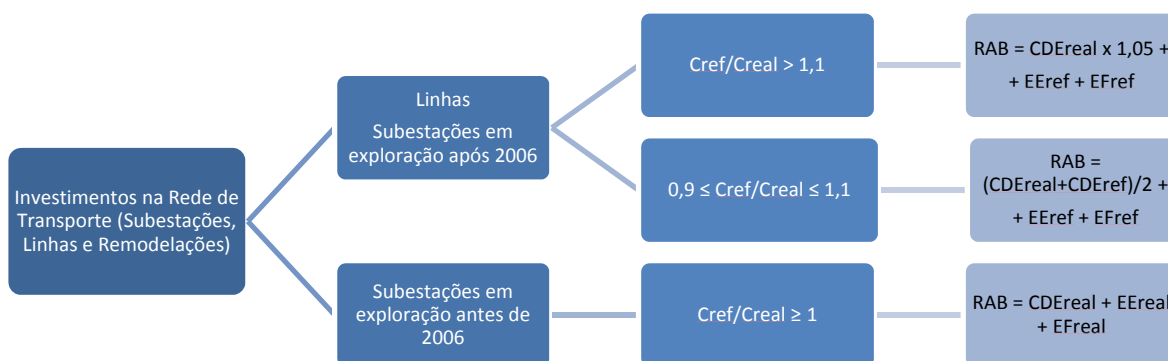
Figura 2-1 - Aspectos metodológicos da aplicação do mecanismo de custos de referência



Fonte: ERSE

A Figura 2-2 apresenta, de forma mais detalhada, o valor a atribuir à base de ativos para os casos em que o investimento é considerado eficiente.

Figura 2-2 - Determinação do RAB por aplicação do mecanismo de custos de referência



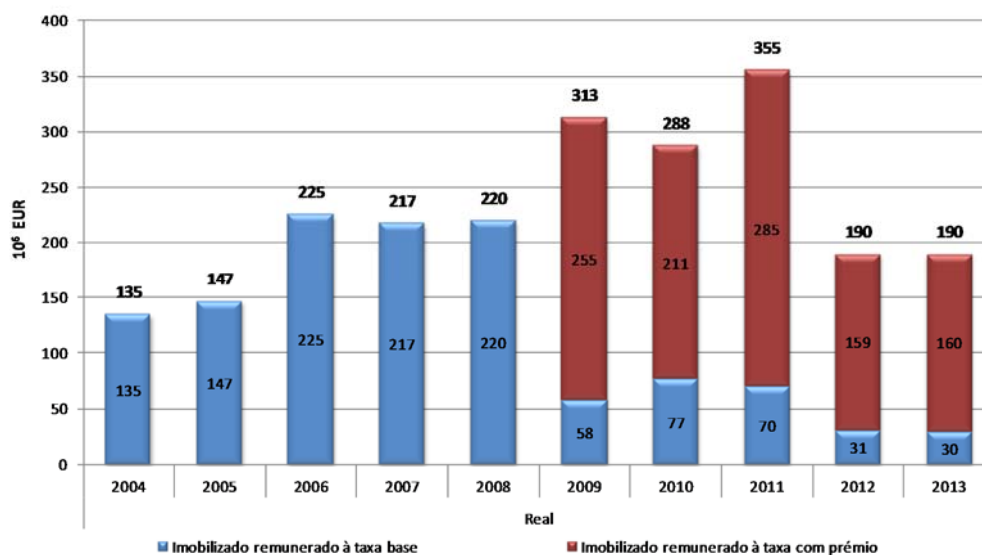
Fonte: ERSE

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 e desagregados por ativos valorizados com e sem prêmio 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 dos custos de referência, a maioria dos investimentos foi eficiente à luz do mecanismo.

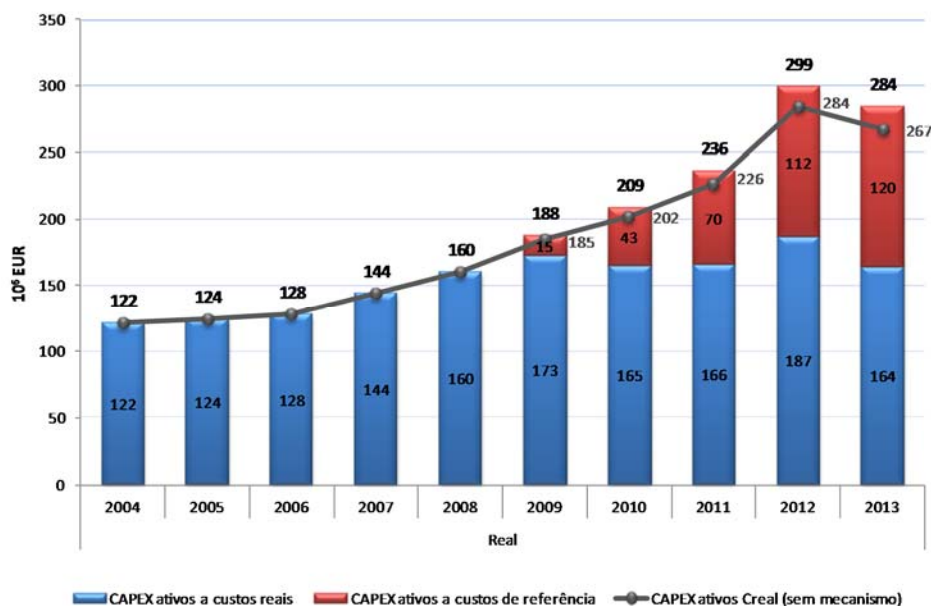
Figura 2-3 - Evolução do investimento transferido para exploração da atividade de TEE



Fonte: ERSE, REN

A Figura 2-4 apresenta a evolução do custo com capital, desagregado por ativos valorizados com e sem prémio no RoR, observando-se um crescimento rápido do peso dos ativos com prémio. Esta figura apresenta também a evolução que o CAPEX teria se o mesmo ativo fosse valorizado a custo real e sem prémio no RoR, o qual ficaria abaixo do que resultou da aplicação do mecanismo.

Figura 2-4 - Evolução do CAPEX da atividade de TEE



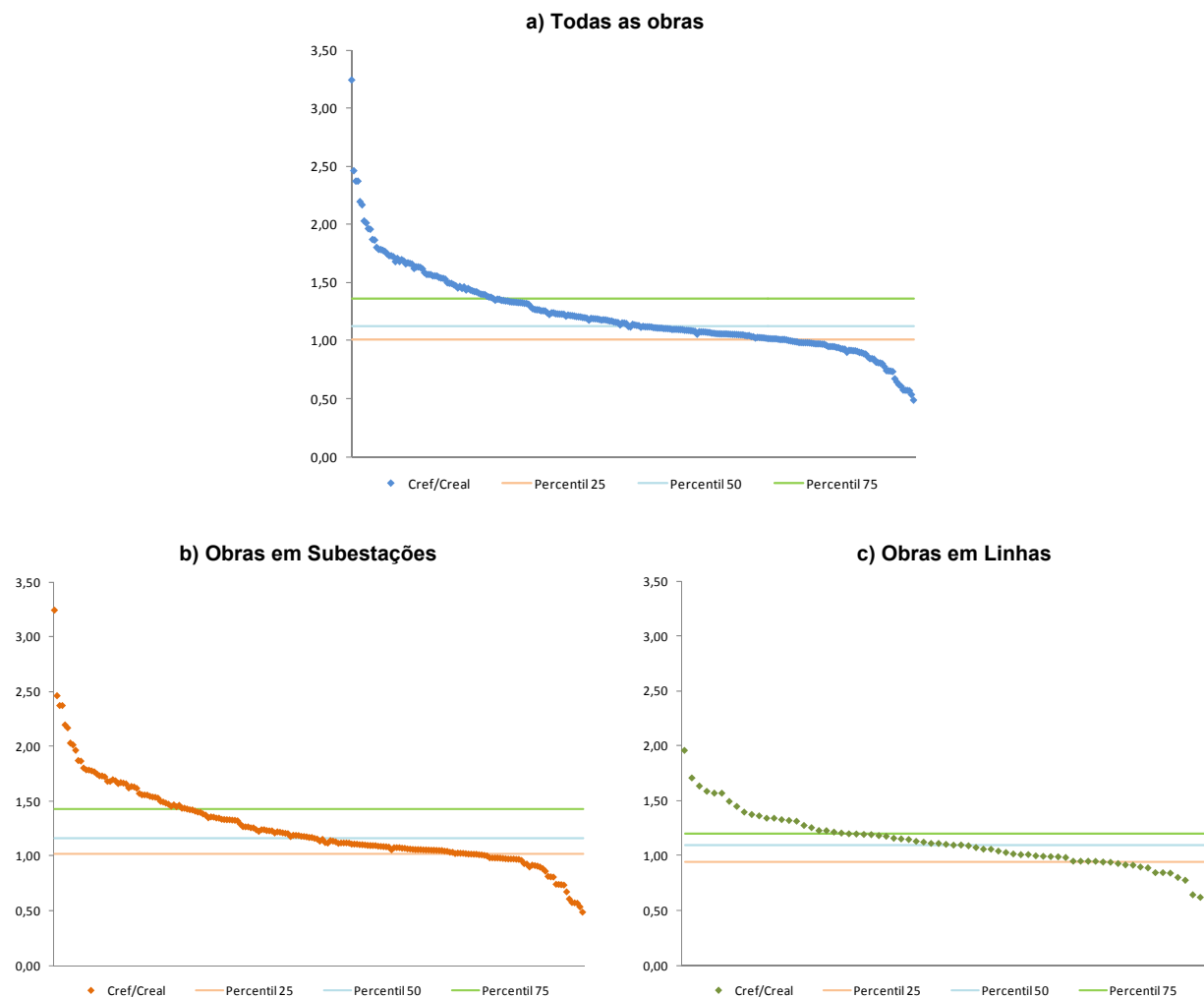
Fonte: ERSE, REN

A análise das figuras anteriores deverá ser efetuada com prudência. Nota-se que com o estabelecimento do mecanismo de custos de referência a partir de 2009, os próprios custos reais de investimento foram influenciados em resultado do comportamento da empresa que passou a ser orientado para a colocação do custo real das obras nas zonas de eficiência definidas pelo mecanismo.

ANÁLISE DO NÍVEL DE EFICIÊNCIA ALCANÇADO

Para melhor ilustrar este facto, na Figura 2-5 apresenta-se, por ordem decrescente, o rácio C_{ref}/C_{real} dos 271 investimentos com tipologias tipificadas, que foram submetidos à aplicação do mecanismo de custos de referência entre 2009 e 2013 (a) incluindo todas as obras, b) e c) apresentando apenas as obras em subestações e em linhas, respetivamente). Cada ponto destas figuras corresponde a um investimento, sendo o rácio 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 2-5 - Rácios C_{ref}/C_{real} por obra (custos diretos)



Fonte: ERSE, REN

A análise das figuras anteriores, conjuntamente com a informação do Quadro 2-1, permite constatar o bom desempenho da empresa face aos custos de referência definidos no mecanismo. Atente-se aos seguintes aspetos:

- O percentil 50 é superior a 1,1 em todos os grupos analisados, exceto para as linhas onde é 1,09, ou seja, cerca de metade dos investimentos foram muito eficientes à luz do mecanismo;
- O percentil 25 é superior a 1,0 em todos os grupos analisados, exceto para as linhas onde é 0,95, ou seja, cerca de 75% dos investimentos foram eficientes e obtiveram prémio na taxa de remuneração do ativo transferido para exploração;

- O percentil 10 é superior a 0,9 em todos os grupos analisados, exceto para as linhas onde é 0,84, ou seja, cerca de 90% dos investimentos ficaram colocados na zona de eficiência³;
- Nas obras em subestações os rácios C_{ref}/C_{real} são superiores ao que se verificou para as obras em Linhas;
- Nas obras de remodelação em linhas, registaram-se rácios C_{ref}/C_{real} em média superiores às restantes obras em linhas.

Quadro 2-1 - Percentis do rácio C_{ref}/C_{real} (custos diretos)

Percentil	Total	Subestação	Remodelações em Subestações	Linhas	Remodelações em Linhas
10	0,90	0,90	0,99	0,84	1,00
25	1,01	1,02	1,05	0,95	1,08
50	1,13	1,16	1,13	1,09	1,28
75	1,36	1,43	1,33	1,20	1,38
90	1,66	1,74	1,55	1,37	1,60

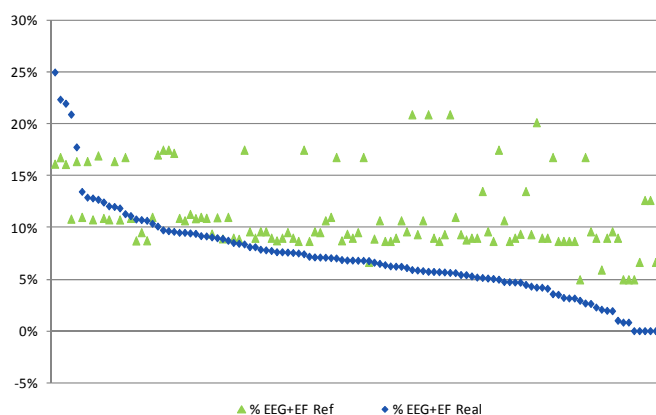
Fonte: ERSE, REN

Em face destas constatações, a ERSE entende que se justifica uma diferenciação das metas de eficiência aplicadas aos custos diretos de referência de tipologias de investimento para subestações e para linhas, devendo a meta das subestações ser mais exigente. Esta recalibração, em simultâneo com a revisão de outros aspetos do mecanismo adiante referidos, nomeadamente da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006, deverá estimular a empresa a procurar continuamente o menor custo real para as obras, em particular em subestações.

Além dos custos diretos, importa também analisar os efeitos no mecanismo de custos de referência nos encargos de estrutura e gestão e nos encargos financeiros aceites pelo regulador, uma vez que o custo com capital é determinado sobre o valor total dos ativos. No âmbito do mecanismo, são usadas taxas de encargos de estrutura e gestão e taxas de encargos financeiros de referência, sempre que o valor do ativo aceite não corresponde ao custo real. Para as obras nestas condições, a Figura 2-6 permite comparar estas taxas com as taxas reais apresentadas pela empresa, constatando-se que na maioria das situações os valores reais são inferiores aos de referência.

³ Caso não fosse aplicada a condição de atipicidade nas obras em subestações transferidas para exploração antes de 2006.

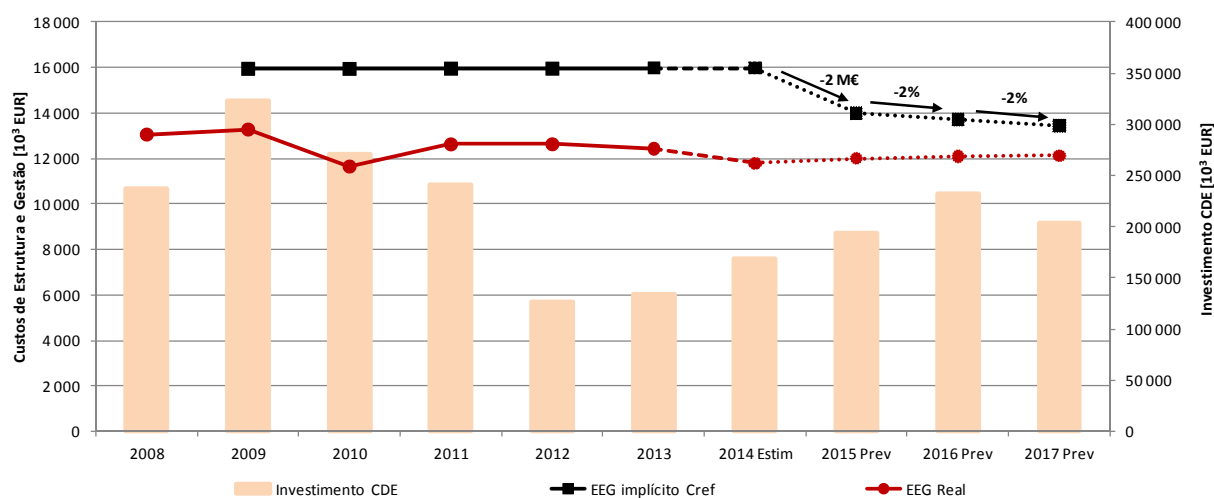
Figura 2-6 - Comparação das taxas EEG+EF reais e de referência, para obras valorizadas a custos de referência



Fonte: ERSE, REN

Especificamente para os encargos de estrutura e gestão, além do contributo para as diferenças por obra observáveis entre as taxas reais e as taxas de referência ilustradas na Figura 2-6, a diferença entre o valor real desta rubrica de custos e o valor implícito no mecanismo de custos de referência (Figura 2-7), confirma a necessidade de recalibração da taxa de encargos de estrutura e gestão de referência usada pelo mecanismo. Neste sentido, a revisão do despacho incorpora a redução desta taxa em 2015 e a sua determinação nos anos seguintes, não apenas com base na evolução do investimento realizado, mas considerando também metas de eficiência para os custos de estrutura e gestão de referência.

Figura 2-7 - Evolução dos encargos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo de custos de referência e comparação com os valores reais



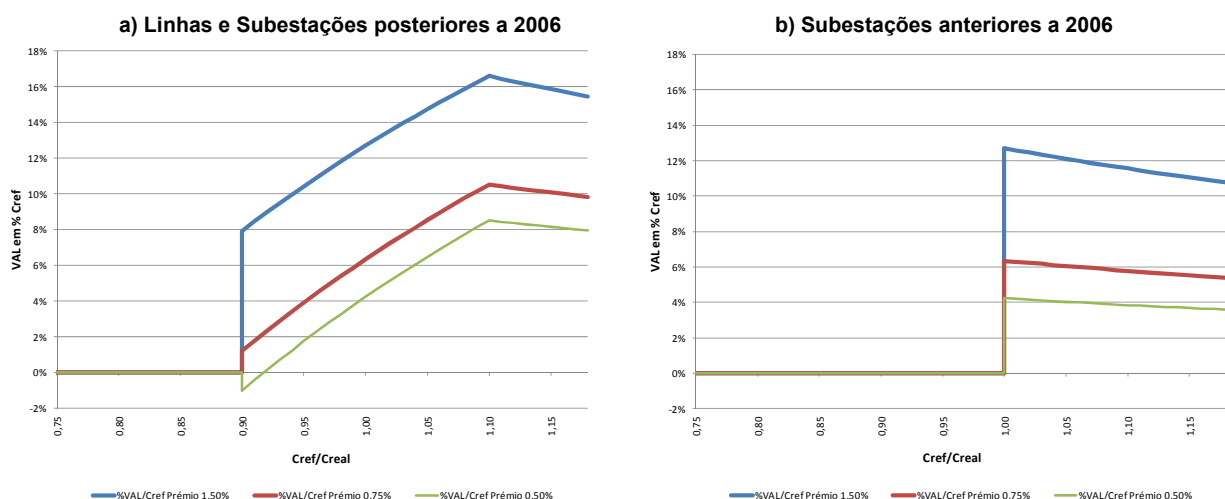
Fonte: ERSE, REN

DESENHO DO MECANISMO

Além da análise histórica da aplicação do mecanismo de valorização dos investimentos a custos de referência, importa indagar se a conceção do mecanismo está a transmitir os sinais corretos à empresa regulada e, se necessário, complementa-lo de modo a que estes sinais sejam coerentes com o objetivo de promoção da eficiência nos custos de investimento do operador da rede de transporte.

A Figura 2-8 apresenta um exercício teórico em que é determinado o valor atual líquido das variações de CAPEX percecionadas pela empresa, em resultado da aplicação do mecanismo de custos de referência com a conceção atual, comparativamente com uma situação de valorização dos ativos a custo real e remunerados à taxa base. Este exercício considerou uma taxa de atualização igual ao custo de capital previsto para o período regulatório 2015-2017 e diferentes prémios na remuneração dos ativos com custos de investimento eficientes.

Figura 2-8 - VAL na ótica da empresa para as diferentes zonas do mecanismo



Fonte: ERSE

Esta figura permite retirar as seguintes ilações:

- Apesar de existir fundamentação técnica para o tratamento diferenciado de investimentos em subestações transferidas para exploração antes de 2006, os sinais económicos transmitidos pelo mecanismo não incentivam a procura contínua do menor custo real neste tipo de investimentos, dado que o retorno máximo que a empresa obtém do mecanismo ocorre para um rácio C_{ref}/C_{real} imediatamente acima de 1 (Figura 2-8-b).
- Nos restantes investimentos em subestações e em linhas, verifica-se que a maximização do retorno para a empresa proporcionado pelo mecanismo ocorre para obras com um rácio $C_{ref}/C_{real}=1,1$, o que também não transmite um sinal com vista à redução do custo real para além deste limite (ver Figura 2-8-a).

- Para os pressupostos considerados, um prêmio de 0,75% na remuneração dos ativos eficientes reajusta os ganhos da empresa, mantendo um risco reduzido na aplicação deste mecanismo. Para prêmios inferiores, a empresa poderá ficar sujeita a perdas, embora para gamas muito limitadas do rácio C_{ref}/C_{real} .

Em face da análise histórica da aplicação do mecanismo e dos aspetos de conceção acima identificados, as principais alterações do mecanismo de valorização dos investimentos na rede de transporte a custos de referência, que se submeteram à apreciação do Conselho Tarifário, são as seguintes:

- Aplicação de metas de eficiência diferentes sobre os custos de referência das tipologias de investimento em subestações e em linhas;
- Remoção da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006, sendo aplicados os mesmos princípios de avaliação da eficiência e valorização de ativos em todas as obras;
- Alteração da fórmula de cálculo do valor do ativo aceite em obras com $C_{ref}/C_{real} > 1,1$, de modo a que o valor atual líquido das variações de CAPEX percecionadas pela empresa seja constante nesta zona do mecanismo. Com os pressupostos do exercício teórico apresentado na Figura 2-8, a formulação que permite atingir este objetivo é:

$$RAB_{ref} = 0,918 \times C_{real} + 0,120 \times C_{ref} \quad (1)$$

em que:

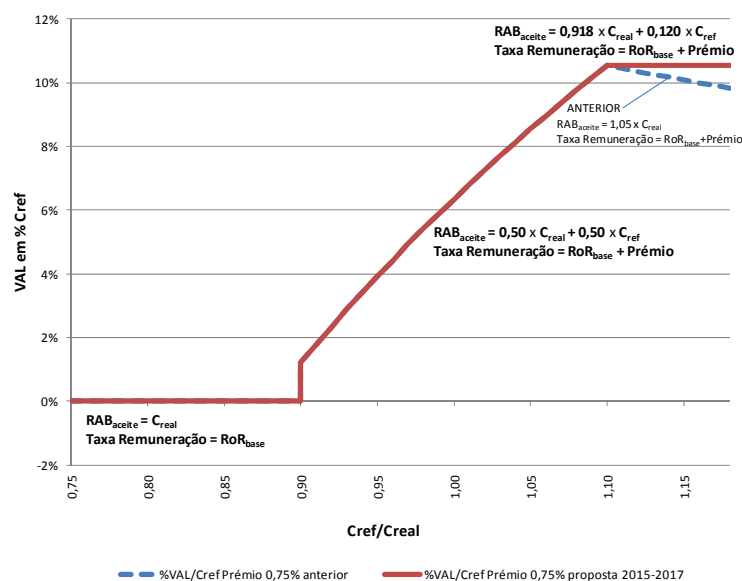
RAB_{ref} – valor do ativo aceite para efeitos de regulação, a custos diretos;

C_{real} – valor real do investimento a custos diretos;

C_{ref} – valor de referência do investimento a custos diretos, após atualização e aplicação das metas de eficiência.

Com a nova conceção do mecanismo, para uma taxa de atualização igual ao custo de capital previsto para o período regulatório 2015-2017 e com um prêmio de 0,75% na remuneração dos investimentos eficientes, o valor atual líquido das variações de CAPEX percecionadas pela empresa serão as apresentadas na figura seguinte.

Figura 2-9 - VAL na ótica da empresa após a revisão do mecanismo



Fonte: ERSE

Além dos aspetos acima mencionados, a ERSE considera importante que o mecanismo não constitua uma barreira aos ganhos de eficiência em investimentos não tipificados ou para investimentos em inovação. Neste sentido, propõe-se que o mecanismo inclua regras que possibilitem a introdução de novas tipologias de investimento na base de dados do mecanismo, embora condicionado ao início de cada período regulatório e mediante proposta da empresa sujeita a decisão e aprovação da ERSE.

2.1.1 PARÂMETROS

No Quadro 2-2 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 2015-2017.

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

	2014	2015	2016	2017
Parâmetro que delimita as zonas de eficiência dos investimentos (α)	10%	10%	10%	10%
Prémio na taxa de remuneração de ativos a custos de referência	1,50%	0,75%	0,75%	0,75%
Fator de eficiência para custos de referência em subestações (X_{SUB})	1,50%	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})	9,46% ^[1]	7,22%	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})			2,00%	2,00%

Fonte: ERSE

Além da definição destes parâmetros, resumem-se de seguida as principais alterações introduzidas no mecanismo de custos de referência:

- a) Aplicação de metas de eficiência diferentes sobre os custos de referência das tipologias de investimento em subestações e em linhas;
- b) Alteração da fórmula de cálculo do valor do ativo aceite em obras com rácio $C_{ref}/C_{real} > 1 + \alpha$;
- c) Remoção da condição de atipicidade nas obras em subestações anteriores a 2006
- d) Introdução de fator de eficiência nos custos de estrutura e gestão implícitos no mecanismo;
- e) Retificação da fórmula de atualização dos encargos financeiros;
- f) Possibilidade de introdução de novas tipologias no início de cada período regulatório, após proposta da empresa e decisão da ERSE.

A revisão do articulado do Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, que estabelece o mecanismo de valorização dos investimentos na rede de transporte a custos de referência, para vigorar a partir de 2015, foi submetida em documento separado ao Conselho Tarifário.

2.2 INCENTIVO À EXTENSÃO DA VIDA ÚTIL

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 das empresas reguladas de forma a encontrarem as soluções economicamente mais eficientes no que diz respeito às decisões de investimento.

No que respeita à Rede Nacional de Transporte existem ativos que se encontram totalmente amortizados, mas que continuam em condições operacionais que respeitam os padrões de segurança e qualidade de serviço. Além disso, os custos de operação e manutenção destes equipamentos podem considerar-se aceitáveis, apesar da idade dos equipamentos, não induzindo acréscimos assinaláveis nos custos de exploração da empresa. Perante uma regulação por custos aceites, o operador da rede de transporte seria levado à substituição destes ativos, pelo facto dos respetivos custos com capital (remuneração do ativo e amortização), após o final da vida útil, serem nulos.

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 linhas e transformadores de potência, com o objetivo de prolongar a vida operacional destes equipamentos que, apesar de se encontrarem totalmente amortizados, têm uma condição operacional que permite cumprir os padrões de segurança e qualidade de serviço. A definição dos parâmetros associados a este incentivo ocorreu em 2009, constando do Despacho n.º 18 138/2009, de 27 de julho. No período de regulação 2012-2014, manteve-se a aplicação do incentivo MEEFVU, bem como os seus parâmetros, nomeadamente a taxa de remuneração, igual à dos investimentos valorizados a custos de referência, e o parâmetro de partilha de 50%.

No caso das Linhas o valor aceite na aplicação do incentivo é o valor histórico do imobilizado. No entanto, no caso dos transformadores o valor histórico do imobilizado não está disponível, sendo considerado para este efeito o custo de referência a preços de 2009, tendo por base os custos unitários estabelecidos pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, e as características técnicas das máquinas que atingem o fim de vida útil.

Refira-se ainda que, além de se constituir como uma alternativa temporária à substituição por novos equipamentos, permitindo o diferimento temporal de investimentos, este incentivo também pretende promover a procura pelo operador da rede de transporte de soluções de manutenção e conservação de ativos que favoreçam a extensão da sua vida útil.

A aplicação do mecanismo ao longo dos dois períodos regulatórios anteriores resume-se no Quadro 2-3.

Quadro 2-3 - Aplicação do incentivo à extensão da vida útil no período de 2009 a 2014

Unidade: 10³ EUR

	2009	2010	2011	2012	2013	2014 E
Taxa de remuneração	9,05%	8,89%	9,06%	11,05%	9,56%	9,26%
Parâmetro do incentivo	20,0%	30,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
Linhas						
Ativo em fim de vida útil aceite	174 644	177 566	230 077	285 689	313 535	311 081
N.º de anos de vida útil	30	30	30	30	30	30
Amortização do exercício	5 821	5 919	7 669	9 523	10 451	10 369
Remuneração do ativo em fim de vida útil	263	263	347	526	500	480
Custo com capital	6 085	6 182	8 017	10 049	10 951	10 849
Incentivo para Linhas	1 217	1 855	4 008	5 024	5 475	5 425
Transformadores						
Ativo em fim de vida útil aceite	128 461	150 268	167 092	168 655	157 650	184 474
N.º de anos de vida útil	30	30	30	30	30	30
Amortização do exercício	4 282	5 009	5 570	5 622	5 255	6 149
Remuneração do ativo em fim de vida útil	194	223	252	310	251	285
Custo com capital	4 476	5 232	5 822	5 932	5 506	6 434
Incentivo para Transformadores	895	1 569	2 911	2 966	2 753	3 217
Total do incentivo	2 112	3 424	6 919	7 991	8 229	8 642

Fonte: ERSE, REN

Nota-se que entre 2009 e 2014 o volume de ativos em fim de vida útil teve um crescimento notório, no caso das Linhas a uma taxa média anual de 12% e no caso dos Transformadores de 8%, resultando num acréscimo do incentivo MEEFVU de cerca 6,5 milhões de euros neste período.

Pelo facto de existirem duas taxas de remuneração, uma aplicada a ativos a custo real e outra aplicada a ativos aceites com base em custos de referência, considera-se que esta última deve ser a taxa a aplicar no cálculo do incentivo MEEFVU, uma vez que é esta taxa que assegura a indiferença entre investir ou prolongar a vida útil do equipamento.

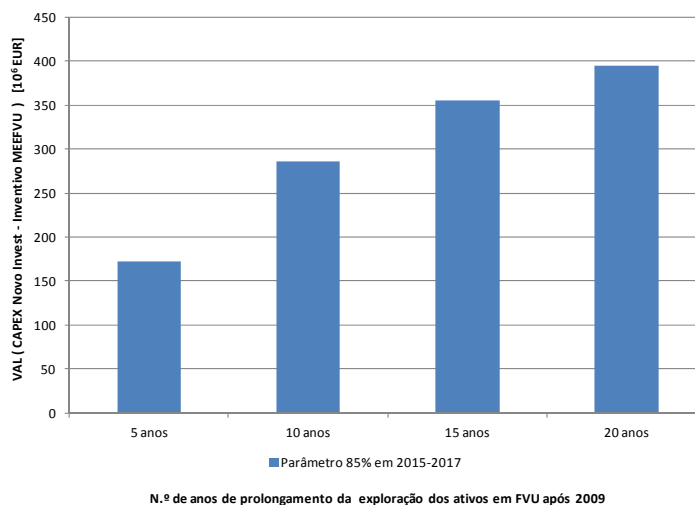
2.2.1 PARÂMETROS

Na perspetiva dos consumidores, o incentivo MEEFVU tem elevados benefícios, comparativamente com uma situação de substituição por novo equipamento. Importa, assim, incentivar a empresa a alterar a sua estratégia de investimento em prol da manutenção do equipamento.

Esta situação é ilustrada na Figura 2-10, onde se apresenta o valor atual líquido, na ótica dos consumidores (para o ano de 2009), das diferenças entre a aplicação do incentivo MEEFVU e o acréscimo do custo com capital que resultaria da substituição por equipamento novos, com valor de investimento igual ao valor do ativo em fim de vida útil aceite no cálculo deste incentivo. Os valores atuais líquidos foram determinados para uma taxa de atualização igual ao custo de capital previsto para o período regulatório 2015-2017, sendo apresentados para diferentes horizontes de prolongamento da exploração dos ativos que atingem o fim de vida útil entre 2009 e 2017⁴ e para um valor do parâmetro de partilha de 85%, superior ao valor atualmente em vigor de 50%. Mesmo com valores de partilha superiores, os ganhos para o sistema decorrentes do prolongamento em exploração do ativo são claramente apresentados na figura infra.

⁴ Valores do imobilizado de linhas e transformadores em fim de vida útil indicados pelo operador da rede de transporte na informação previsional para o período regulatório 2015-2017.

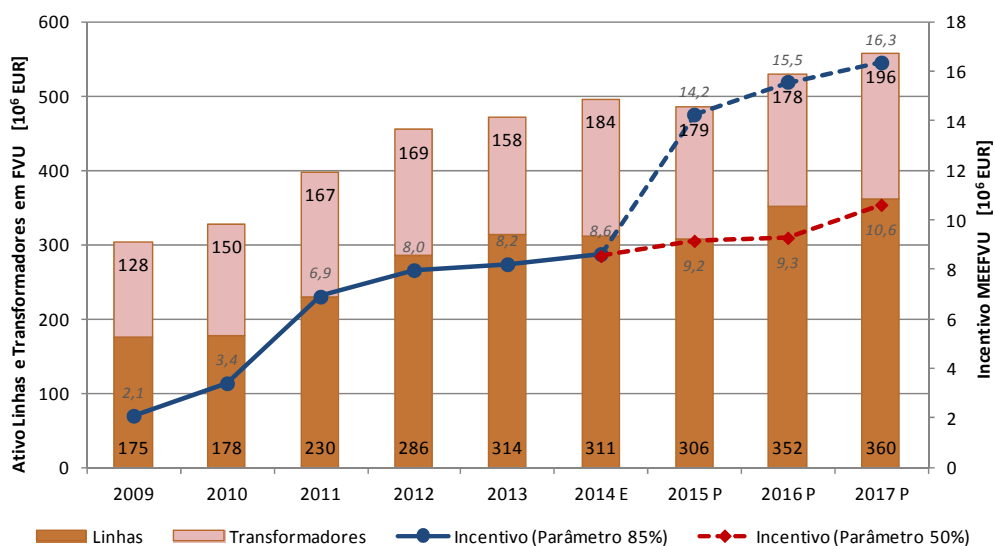
Figura 2-10 - Benefícios para os consumidores resultantes do incentivo MEEFVU



Fonte: ERSE, REN

A Figura 2-11 apresenta a evolução dos ativos em fim de vida útil de linhas e transformadores de potência aceites no cálculo do incentivo MEEFVU, bem como o valor do incentivo propriamente dito. Para o período regulatório 2015-2017, apresenta-se a projeção do valor do incentivo com o parâmetro a 50% e com o parâmetro a 85%.

Figura 2-11 - Evolução dos ativos em fim de vida útil



Fonte: ERSE, REN

Numa análise puramente estática, que não contempla os efeitos da alteração da estratégia da empresa decorrente do aumento do valor do parâmetro, a comparação entre os valores da Figura 2-10 e da figura anterior permite concluir que os ganhos associados ao prolongamento do fim de vida útil são,

claramente, superiores aos custos decorrentes de um aumento do parâmetro de partilha de 50% para 85%.

Assim, face ao elevado benefício do incentivo MEEFVU, no período regulatório 2015-2017, a ERSE optou por aceitar a proposta da empresa de estender a aplicação deste incentivo aos Sistemas de Comando e Proteção, mantendo-se a aplicação aos ativos de Linhas e Transformadores de potência totalmente amortizados. No entanto, foi alterado o parâmetro do incentivo de 50% para 85% com vista a balancear os benefícios na perspetiva da empresa e dos consumidores.

O alargamento do incentivo aos Sistemas de Proteção e Comando leva à necessidade de um reforço das auditorias e ações de fiscalização a este incentivo ao longo do período regulatório.

O Quadro 2-4 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o incentivo MEEFVU, a aplicar no período de regulação 2015-2017.

Quadro 2-4 - Parâmetros a aplicar no incentivo à extensão da vida útil

	2014	2015	2016	2017
Parâmetro associado ao incentivo à extensão de vida útil (α)	50%	85%	85%	85%
Taxa de remuneração de ativos em fim de vida útil (r_{ime})	WACC dos investimentos a custos de referência			

Fonte: ERSE

2.3 BASE DE CUSTOS DE EXPLORAÇÃO PARA 2015 E FATOR DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2015 A 2017

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 e atividade de Transporte de Energia Elétrica, ambas da REN, e atividade de Compra e Venda de Energia

Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC), da REN Trading, o que dificulta a análise evolutiva dos custos de cada atividade.

A análise efetuada neste capítulo incide na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), para a qual se definiram novos parâmetros a aplicar no período regulatório 2015-2017 pois a atividade de Gestão Global do Sistema continuará a ser regulada por custos aceites. 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 do OPEX como ao nível do 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 no período regulatório de 2012-2014 e para o período regulatório de 2015-2017.

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 2015-2017, foram utilizadas as taxas de inflação no Quadro 2-5.

Quadro 2-5 - Taxa de inflação

	2013	2014	2015	2016	2017
Inflação	0,74%	2,14%	1,00%	1,00%	1,00%
	IPIB terminado no final do 2º trimestre de cada ano		European Economic Forecast Winter, 2014	manteve-se o valor de 2015	

Fonte: 2013 e 2014 - INE; 2015 - Comissão Europeia

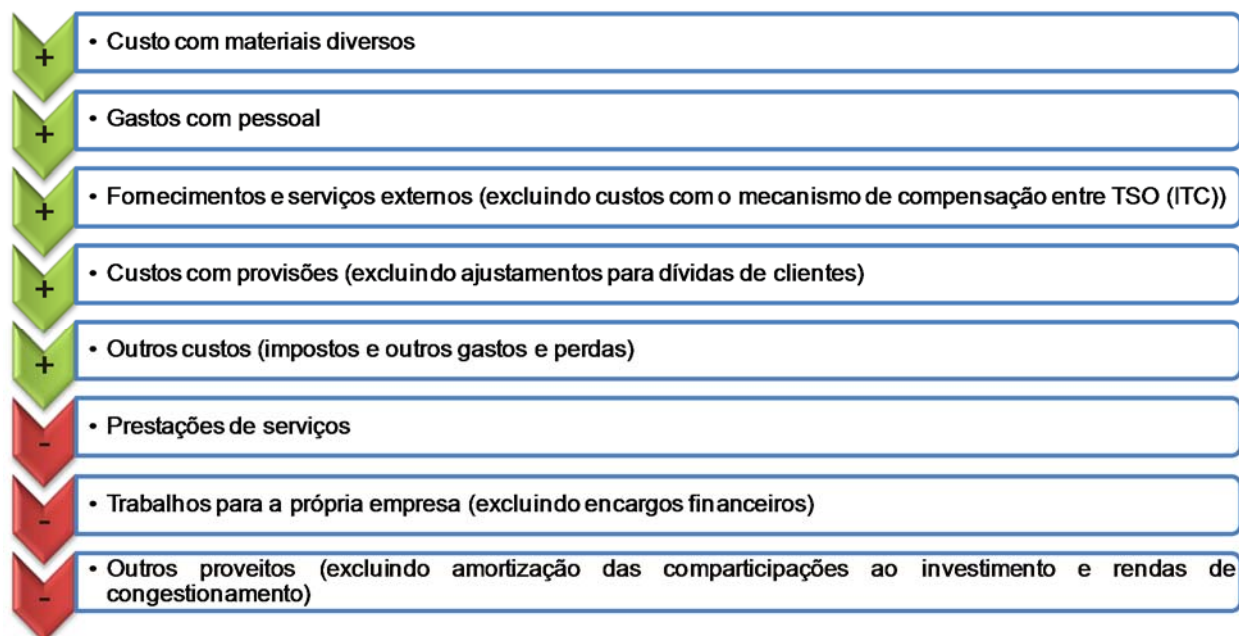
2.3.1 ANÁLISE DE DESEMPENHO

No período regulatório 2015-2017 pretende-se manter a metodologia de regulação do OPEX do 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 2015, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2016 e 2017.

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

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2015, no que respeita à atividade de TEE, consideraram-se as rubricas conforme Figura 2-12:

Figura 2-12 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de TEE



Fonte: ERSE

A Figura 2-13 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 2014.

Figura 2-13 - Evolução dos custos de exploração reais/aceites da atividade de Transporte de Energia Elétrica no período 2003-2013

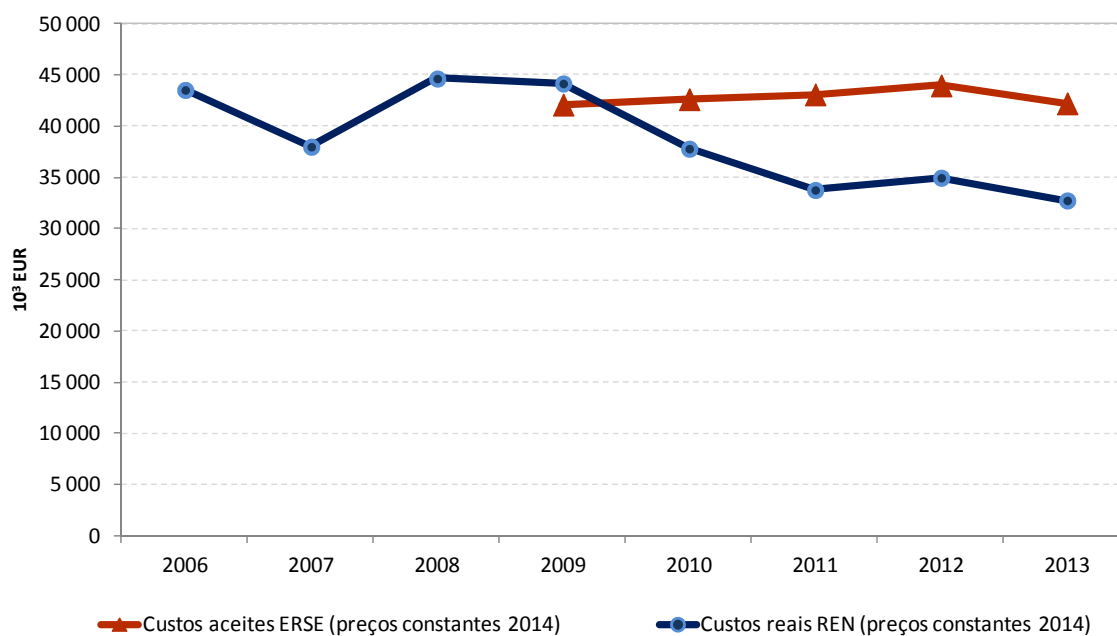


Fonte: Protocolo ERSE/FEP, REN

Da análise à figura, salienta-se o facto de que tendo esta atividade sido regulada, até 2008, por custos aceites, os desvios entre as previsões da empresa e o real, desde que devidamente justificados, eram aceites. Esta situação ocorreu com mais impacte em 2005, devido à alteração da metodologia dos custos atuariais e da constituição de uma provisão para outros riscos e encargos com um impacte total de cerca de 11 milhões de euros nos custos desta atividade. Em 2006 reconheceram-se os custos com trabalhos especializados, os quais não tinham sido aceites *a priori* por falta de justificação dos valores pela empresa. Conclui-se, também, que após a implementação do mecanismo de custos incrementais ao OPEX da atividade de TEE, no período regulatório 2009-2011, ocorreu uma diminuição de custos reais entre 2009 e 2011. Em 2012, a REN apresentou um ligeiro acréscimo dos custos de exploração da atividade de TEE, situação que se inverteu no ano seguinte.

A Figura 2-14 permite, numa análise a preços constantes de 2014, observar que entre 2010 e 2013, os custos reais foram inferiores aos custos aceites com a aplicação do mecanismo de custos incrementais.

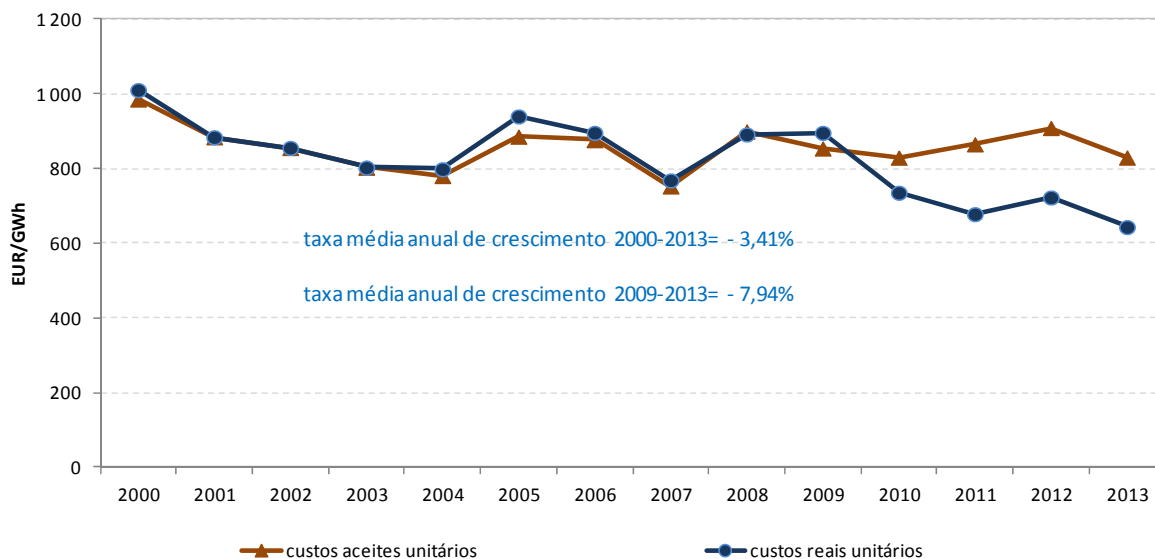
Figura 2-14 - Comparabilidade histórica da evolução do OPEX líquido da REN com a evolução do OPEX líquido aceite pela ERSE a preços constantes de 2014



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, REN

A Figura 2-15 apresenta a evolução dos custos de exploração unitários na atividade de TEE no período de 2000 a 2013 considerando o custo real da REN a preços constantes de 2014 e tendo como denominador para efeitos da determinação do OPEX médio a variável energia à saída da rede de transporte.

Figura 2-15 - OPEX controlável unitário em 2000-2013 a preços constantes de 2014



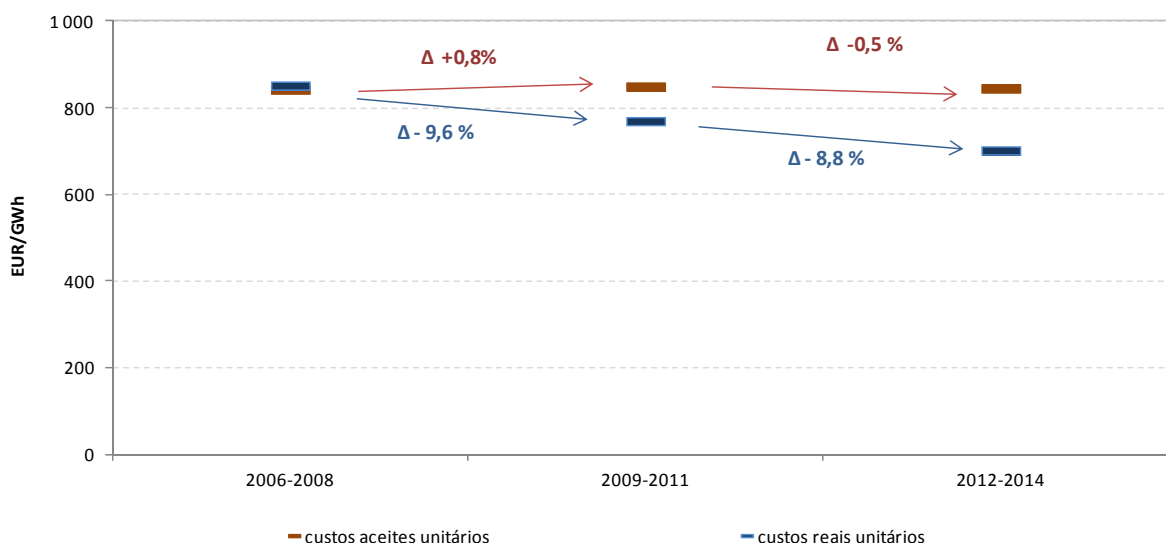
Fonte: Protocolo ERSE/FEP, REN

A análise da figura anterior, além de evidenciar a taxa média de crescimento ocorrida entre 2000 e 2013 e entre 2006 e 2013, mostra os seguintes aspetos:

- Mudança de desempenho da REN regista-se em 2010, momento de *turnover* em que custos reais encontram-se abaixo de custos aceites;
- O ano de 2009 foi onde se observou o pior desempenho da empresa desde 2005;
- No período regulatório anterior a REN cumpriu as metas de eficiência a que estava sujeita.

A Figura 2-16 apresenta a evolução da média do OPEX unitário por energia em cada um dos três últimos períodos regulatórios, considerando no período regulatório 2012-2014 apenas os anos com contas fechadas e auditadas (2012 e 2013).

Figura 2-16 - OPEX unitário na atividade de TEE por período regulatório (preços constantes de 2014)



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, REN

Verifica-se que, nos últimos dois períodos regulatórios, a REN apresenta uma tendência de decréscimo dos custos unitários reais, ocorrendo, nos anos de 2012 e 2013 um maior desvio entre os custos reais e os custos aceites por via da aplicação do mecanismo de custos incrementais.

2.3.2 BENCHMARKING DO TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA: PROJETO E3GRID2012

Entre 2012 e 2013 foi efetuado um estudo de *Benchmarking* para um conjunto de 21 Operadores da Rede de Transporte Europeus, designado por “E3GRID2012 – European TSO Benchmarking Study” publicado em julho de 2013⁵. Este estudo foi precedido pelo “International Benchmarking of Electricity Transmission System Operators - E3GRID Project – Final Report”⁶, publicado em 2009.

O E3GRID2012 baseou-se nos dados disponibilizados pelos vários operadores envolvidos e assenta na aplicação de metodologias de análise de eficiência baseadas sobretudo em modelos não paramétricos (DEA) incidindo sobre o TOTEX.

Em linhas gerais, o projeto foi estruturado da seguinte forma:

⁵ Este estudo foi efetuado pela Frontier, Consentec e Sumicsid. A versão pública pode ser visualizada em: <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=11518>

⁶ Este estudo foi efetuado por Per Agrell e Peter Bogetoft. A versão pública pode ser visualizada em: <https://www.acm.nl/nl/download/bijlage/?id=8813>

- **Resumo de dados** – fornecimento de um resumo de dados confidenciais apresentado por cada operador individualmente, dados esses usados para o cálculo dos rankings de eficiência.
- **Estatística descritiva** – fornecimento de uma análise estatística descritiva para os diversos operadores e poder explicativo dos outputs sobre o input.
- **Ranking de eficiência resultante de uma análise de DEA** – fornecimento de informações sobre o ranking individual de eficiência dos operadores, bem como uma indicação de como os operadores estão posicionados relativamente ao conjunto das empresas.

VARIÁVEIS CONSIDERADAS NA ANÁLISE

A disponibilização de dados para o projeto advém do fornecimento dos mesmos pelos operadores. O Quadro 2-6 apresenta um resumo dos ativos constituintes da REN.

Quadro 2-6 - Ativos constituintes da REN em 2011 a preços constantes de 2012

Ativos REN	Valor	Unidade
Linhas	8.316	km
Cabos	55	#
Pontos de circuito	1.297	#
Transformadores	189	#
Aparelhos de compensação	55	#
Séries de compensação	40	#
Centro de controlo	2	#
Torres	17.834	#
Outras instalações	0	#
Ativos off-shore	0	#
Torres		
Suspensão	12.014	#
Angulares	5.820	#
Madeira	0	#
Ferro	17.834	#
Total	17.834	#

Fonte: Frontier, Sumicsid, Consentec, REN

Numa perspetiva *input-oriented*, o *input* e os correspondentes indutores de custo considerados no estudo E3GRID2012 são os seguintes:

- **Custo total (TOTEX)** – é o *input* que o modelo pretende minimizar, consistindo na soma de OPEX e CAPEX e baseia-se sobre os dados fornecidos pelos operadores do mercado.
- **Rede padronizada** – é um *output* (fictício) que sinaliza os custos de manutenção e de investimento incorridos pelos operadores, num quadro de uma rede padronizada a nível europeu.

- **Densidade populacional** – é um output com muita relevância dado que áreas de alta densidade populacional exigem maior complexidade nas linhas de transmissão, combinando múltiplos circuitos de rede de Transporte de Energia Elétrica. Por isso, o estudo considera que um impacto significativo sobre os custos provém deste indutor.
- **Custo associado a torres angulares** – estas infraestruturas são necessárias sempre que uma linha de transmissão se desvia de um percurso linear. O facto de estas estruturas requererem material de suporte mais resistente, de forma a manter forças laterais (superiores), incrementa o custo dos operadores. Deste modo, esta variável pode ser interpretada como um parâmetro que representa o impacto do custo da topografia e/ou da densidade de carga.

ESTATÍSTICA DESCRITIVA

No Quadro 2-7, compara-se a REN – em termos de custo total, comprimento de rede padronizada, densidade populacional e valor ponderado das torres angulares – com a média e a mediana das operadoras envolvidas no estudo.

Quadro 2-7 - Comparação da REN com os restantes operadores de Transporte de Energia Elétrica em 2011 a preços constantes de 2012

Rubrica	Unidade	REN	Média dos 22 Operadores	Mediana	Desvio-padrão
Custo total	€	249.727.243	334.466.979	173.058.468	482.461.994
Rede padronizada	€	227.798	354.505	250.800	443.319
Densidade populacional	km2	3.817	5.206	3.665	6.689
Valor ponderado das torres angulares	€	39.219	38.977	25.054	53.256

Fonte: Frontier, Sumicsid, Consentec, REN

Conclui-se que a REN tem um TOTEX menor que a média mas superior à mediana das empresas do setor; um comprimento de rede e uma densidade populacional equivalentes à mediana, embora seja inferior à mediana no primeiro indutor e superior à mediana no segundo indutor; e possui um custo associado às torres angulares superior à média dos demais operadores.

CONCLUSÕES DA METODOLOGIA DEA APLICADA NO ESTUDO

Com base nas informações disponibilizadas pelas empresas para o ano de 2011, executa-se no estudo uma análise não paramétrica considerando a presença de rendimentos variáveis não decrescentes à escala (VRS) e restrições de peso de +/- 50% em torno de valores calculados com base nas estimativas da elasticidade de custo ("modelo básico").

Neste caso, a eficiência relativa da REN situa-se nos 89%, valor superior face ao registado em 2009. De notar, que a eficiência relativa média e mínima para o modelo básico é de 86% e 59%, respetivamente.

O número de empresas cuja eficiência é de 100%, após a deteção de *outliers* e desagregação do CAPEX, é de 8.

Ressalve-se que, para além deste modelo e para efeitos de robustez da análise, outros modelos são testados no estudo do E3GRID2012. Os resultados apresentados pela REN são variáveis em função das especificidades dos modelos analisados, existindo casos em que a eficiência relativa da REN piora. No entanto, em nenhum dos demais modelos estudados a eficiência relativa da REN melhora.

Ressalve-se, igualmente, o facto do nível de eficiência do estudo ser medido em termos de TOTEX enquanto o MCI se aplica apenas ao OPEX e como tal, as conclusões não poderem ser repercutidas de forma completamente unívoca, visto o *benchmarking* E3GRID2012 também incluir custos de capital.

A análise DEA permite igualmente obter informações sobre a ponderação a atribuir a cada um dos indutores de custo que determinam o mínimo TOTEX eficiente. Os resultados são díspares, no entanto, globalmente verifica-se que a rede padronizada e as torres angulares influenciam fortemente a performance de eficiência da REN, em contraste com a densidade populacional, cujo impacto é pouco significativo sobre o TOTEX.

O Quadro 2-8 expõe a evolução da REN nas diversas variáveis consideradas na análise de *benchmarking* da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

Quadro 2-8 - Resumo dos dados de *benchmarking* no período de 2007-2011 a preços constantes de 2012

Rubrica	Unidade	Performance de Evolução da REN				
		2011	2010	2009	2008	2007
Custo total	€	249.727.243	245.339.387	239.757.039	211.386.222	215.128.032
Rede padronizada	€	227.798	205.462	181.169	170.406	160.343
Densidade populacional	km ²	3.817	3.817	3.817	3.817	3.817
Valor ponderado das torres angulares	€	39.219	35.658	29.996	29.502	27.818

Fonte: Frontier, Sumicsid, Consentec, REN

De 2010 para 2011, a REN tem obtido acréscimos de TOTEX na ordem dos 1,79% e ao nível dos outputs (a rede padronizada cresceu 10,87%, o crescimento de torres angulares ronda os 10% e a densidade populacional mantém-se constante).

Deste modo, a melhor performance da REN no último ano (2011) revela que o crescimento do custo total foi convenientemente alocado aos outputs considerados neste estudo dado que o seu crescimento foi elevado e a eficiência da empresa melhorou substancialmente. Dado que o estudo de *benchmarking* e o âmbito da aplicação do MCI pelo regulador incidem sobre indutores que são distintos entre si, as conclusões aferidas em ambos os casos não têm, necessariamente, uma adequada comparabilidade.

CONSIDERAÇÕES

A análise de *benchmarking* aplicada à atividade de Transporte de Energia Elétrica não tem sido isenta de algumas críticas na literatura da especialidade. Existindo com frequência apenas uma empresa por país, a análise de *benchmarking* não deveria ser conduzida a nível nacional, caso em que a empresa se compararia consigo própria, mas internacional. Todavia, a comparação internacional traz problemas associados à homogeneidade das variáveis utilizadas, o que pode conduzir a resultados pouco rigorosos.

Também é verdade que a análise *benchmarking* pode originar resultados diferentes de acordo com as variáveis utilizadas. Por exemplo, a Dutch TSO Tennet é considerada uma das empresas mais eficientes em modelos em que a densidade populacional é a variável de controlo utilizada mas fica aquém noutros.

Este e outros problemas verificaram-se no estudo E3GRID2012 que, pela sua amplitude e rigor, procurou responder aos problemas colocados. Os problemas apontados têm, deste modo, conduzido alguns reguladores a procurar alternativas ao *benchmarking*. É o caso, por exemplo, da OFGEM.

Pelo facto do estudo do *benchmarking* considerar a existência de uma rede padronizada, tal consideração inviabiliza a replicação do estudo em sede do regulador. Haney e Pollitt (2012) argumentam precisamente que o uso de ponderadores de custo para efeitos de agregação de bens físicos estabelece uma contradição com o princípio de uma análise de DEA que proporciona uma aferição de pesos ideal, de tal forma que a empresa consegue potencializar a sua eficiência. Assim sendo, escolher de uma forma *ex-ante* pesos que ponderam a agregação de indicadores físicos pode inviabilizar uma correta leitura dos resultados⁷

O *benchmarking* continua a ser considerado a metodologia de mais ampla aceitação no setor elétrico desde que aplicado com rigor e com o contributo dos operadores. No caso do transporte de energia elétrica e dadas as suas características, o estudo E3GRID2012 fornece um contributo importante para se conhecer o posicionamento relativo dos operadores, embora tenha de ser analisado com cuidado.

2.3.3 BASE DE CUSTOS

A metodologia aplicada no período regulatório de 2012-2014 conduziu a uma sobreavaliação ao nível dos custos, pois estes não evoluem em função do crescimento real da atividade, quando medida pela

⁷ A variável “normalised grid” inclui uma série de ativos técnicos de uma TSO que são padronizados, por exemplo, ao nível do diferencial da voltagem originando uma categorização de ativos. Tal agregação a um só parâmetro permite a manutenção de toda a informação de uma forma considerada tratável para efeitos de utilização da metodologia DEA. No entanto, e de acordo com as próprias palavras de Harrey e Pollit (2012) consta que, “a alta granularidade dos dados de ativos técnicos não permite à metodologia DEA encontrar os pesos para os diferentes ativos com base em uma amostra composta por 21 ORT. Isso implicaria um modelo DEA com 21 inputs e mais de mil outputs. É simples que isso vai levar a resultados não sensatos”.

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.

A título de exemplo, o Quadro 2-9 apresenta para efeitos de estimação do OPEX para o ano de 2014 (assumindo a mesma meta de eficiência do período regulatório anterior de 3,5%), o que seria a aplicação do mecanismo de custos incrementais com base em valores previsionais ao nível dos dois indutores de custo considerados, em contraste com a aplicação do mecanismo de custos incrementais com base em valores reais.

Quadro 2-9 - OPEX estimado para 2014 com base em variáveis incrementais reais versus com base em variáveis incrementais previsionais a preços constantes de 2014

	2013	2014E (Incremento Real)	2014E (Incremento Previsional)
A OPEX (Base de Custo)	33 861	33 192	33 891
Fator de eficiência		3,50%	3,50%
Inflação		1%	1%
B Custo Incremental por Km de Linha de Rede	412	402	402
Fator de eficiência Km de Linhas de Rede	3,50%	3,50%	3,50%
Varição Média Real dos Km de Linha de Rede	181		
Varição Média Previsional dos Km de Linha de Rede no PR 2012-2014	510		
C Custo Incremental por n.º de Paineis em Subestação	5 244	5 113	5 113
Fator de eficiência n.º de Paineis em Subestação	3,50%	3,50%	3,50%
Varição Média Real do n.º de Paineis em Subestação	21		
Varição Média Previsional don.º de Paineis em Subestação no PR 2012-2014	131		

Fonte: Protocolo ERSE/FEP, REN

Pode constatar-se que o OPEX real estimado da REN para 2014 seria consideravelmente inferior no caso da adoção pelo regulador de valores reais dos indutores de custo.

Há que ter em consideração que a escolha do ano base constitui um aspeto com influência muito decisiva na evolução dos proveitos, podendo originar sobrevalorização ou subvalorização das variações previstas em função de variáveis não controláveis quer pela empresa, quer pelo regulador. Nestas circunstâncias e tendo em consideração estes aspetos, a ERSE decidiu contemplar um mecanismo de ajustamento com base em valores reais. Esta abordagem é semelhante à aplicada por outros reguladores, tais como o finlandês⁸.

⁸ Tal proposta consta no documento de “Métodos de regulação para a avaliação da razoabilidade na fixação dos preços das operações de rede de Transmissão de Energia Elétrica no terceiro período regulatório a partir de 01 de Janeiro de 2012 a 31 de Dezembro de 2015” da Autoridade Reguladora do Mercado Energético Finlandês. Para uma consulta detalhada, o seguinte link esclarece o mix de metodologias adotadas no referido país: http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Appendix_1-Confirmation_decision_Methods_of_determining_reasonable_return_2012-2015_DSOs_+revised-29112013.pdf/b80af5e9-1023-48ba-82d1-1fff0c359d1f

O regulador finlandês adota, de facto, uma metodologia de controlo semelhante à definida pela ERSE, embora vá mais longe complementando a técnica de mecanismo incremental com uma abordagem de incentivo à eficiência com base no método de ajustamento ao lucro ou “*realised adjusted profit*”.

Numa primeira instância, esta metodologia consiste na imposição de uma meta de eficiência ao operador (tal como se verifica em Portugal)⁹. Numa segunda instância, esta metodologia considera um outro adicional: a definição de valores-limite à meta de eficiência (os denominados *floor* e *ceiling*, respetivamente).

Com base no argumento apresentado no documento “Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico – Documento justificativo”, de junho de 2014, e evidenciado neste documento pelo Quadro 2-9, é fundamentado o facto de a ERSE alterar o mecanismo de custos incrementais, para que o mesmo passe a contemplar um ajustamento em função do incremento real de variáveis físicas utilizadas para medir a atividade de TEE.

Tendo em conta a performance em 2012 e 2013 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 2012 a 2013. Ambos os valores são reais e devidamente auditados.

Realça-se perante este cenário, que a base de custos¹⁰ para 2015-2017 resultará na aproximação do OPEX real da empresa com o OPEX aceite pela ERSE em 2013, confirmando assim uma convergência da empresa regulada para os valores definidos pelo regulador e permitindo a partilha com os consumidores do valor criado com a diminuição dos custos.

2.3.4 INDUTORES DE CUSTO

Definido o OPEX que servirá como base de custos e tendo como ressalva o efeito-distorção acima enunciado, parte-se para a definição do OPEX que será aceite pela ERSE no novo período regulatório. Teoricamente, tal implica a definição de custos unitários incrementais associados a variáveis físicas medidoras da atividade da empresa.

No período regulatório de 2012-2014, a ERSE utilizou como indutores de custo a evolução dos quilómetros de linhas de rede e do número de painéis em subestações. Tais indutores de custo, não são utilizados no estudo de *benchmarking* E3GRID2012 apresentado no ponto 2.3.2. Contudo, é reconhecido que os quilómetros de rede correspondem a uma medida próxima da rede padronizada.

⁹ Ver página 46 do documento associado ao link da nota de rodapé 4, que detalha com precisão o tópico sob discussão.

¹⁰ Este argumento é reforçado, conforme será visível à frente, pelo estudo de benchmarking conduzido pelo projeto E3GRID 2012, que confirma a melhoria da eficiência relativa da REN relativamente ao obtido no estudo conduzido no âmbito do projeto E3GRID 2009.

Por outro lado, muito do investimento na expansão do transporte, está ligado à integração das energias renováveis. De acordo com a NERC¹¹, “35% da nova transmissão acima dos 200Kv na América do Norte, está relacionada com a acomodação de recursos renováveis, enquanto 7% era induzida por recursos mais tradicionais”.

Para além deste indutor, a potência de transformação e de autotransformação podem ser substitutos ou complementares dos indutores de custo adotados nos períodos regulatórios anteriores.

Com base na performance da empresa nos últimos períodos regulatórios, a ERSE optou por manter para o período regulatório 2015-2017 os indutores de custo aplicados desde 2009.

2.3.5 META DE EFICIÊNCIA

Para providenciar robustez à escolha da meta de eficiência a aplicar no período regulatório 2015-2017, testam-se diferentes parâmetros de eficiência a aplicar ao cenário considerado como sendo a base de custos.

A REN cumpriu a meta de eficiência no período regulatório anterior. Porém, dada a natureza do mercado em que a REN se insere – monopólio no *upstream* da cadeia de valor – não se pode indagar facilmente se o cumprimento da meta de eficiência por parte da REN tem um carácter estável ou meramente periódico (Joskow, 2007)¹².

No entanto, as análises efetuadas permitem concluir que:

- Nos anos de 2012 e de 2013, a REN cumpriu a meta de eficiência estabelecida, reduzindo substancialmente a sua base de custos;
- O estudo de *benchmarking* conduzido pelo projeto E3GRID2012 confirma a melhoria da eficiência relativa da REN comparativamente com o estudo anterior conduzido no âmbito do projeto E3GRID2009.

Existe, assim, um claro ganho de eficiência por parte da REN, cujo dinamismo importa manter, designadamente após a revisão da base de custos regulatórios, para os níveis efetivamente obtidos.

A ERSE entende assim ser necessário manter a margem de atuação da REN, através da revisão em baixo do seu nível de eficiência para níveis próximos dos valores mínimos considerados para o progresso tecnológico, 1,5%.

¹¹ North American Electric Reliability Corporation.

¹² P.L. Joskow (2007), “Incentive Regulation in Theory and Practice: Electric Distribution and Transmission Networks” in Nancy Rose, ed., Economic Regulation and its Reform: What Have We Learned?, *University of Chicago Press*. <http://econ-www.mit.edu/files/1181>

2.3.6 PARÂMETROS

O Quadro 2-10 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2015-2017, base de custos em 2015 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2016 e de 2017. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2016 e 2017, 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 comprimento da rede $t-1 * (1 + \text{IPIB } t-1 - X_t) * \Delta$ comprimento da rede $t +$ Parte variável com painéis em SE $t-1 * (1 + \text{IPIB } t-1 - X_t) * \Delta$ painéis em SE t

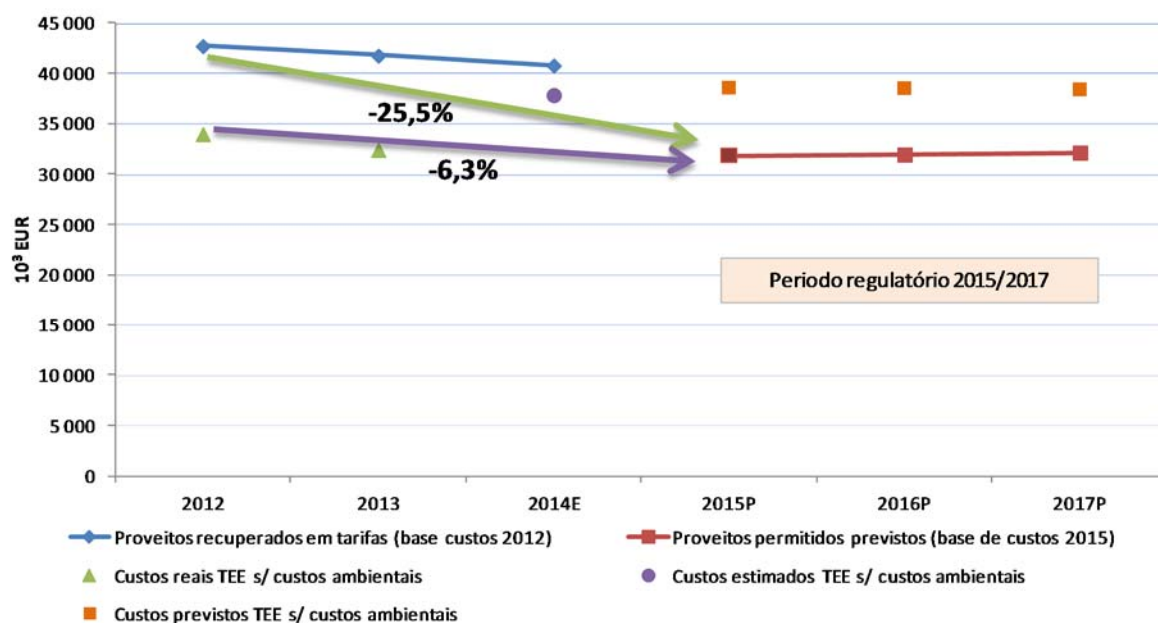
Quadro 2-10 - Parâmetros da TEE

TEE	2015	2016	2017
Componente fixa (milhares de EUR)	31 578		
Fator de eficiência custos operacionais		1,50%	1,50%
Custos incrementais por km de rede (EUR/km rede)	395		
Fator de eficiência km de rede		1,50%	1,50%
Custos incrementais por nº de painéis (EUR/painel)	5 030		
Fator de eficiência n.º de painéis		1,50%	1,50%

Fonte: ERSE, REN

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 2-17.

Figura 2-17 - Resultado previsto com aplicação da metodologia (preços correntes)



Fonte: ERSE, REN

Verifica-se que a base de custos para 2015 é inferior em cerca de 25,5% à base de custos fixada no período regulatório anterior e cerca de 6,3% face aos custos realmente ocorridos em 2012.

2.4 MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

ENQUADRAMENTO

Nos mecanismos introduzidos no período regulatório 2009-2011 inclui-se o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da rede nacional de transporte de eletricidade (RNT), que tem como objetivo promover a fiabilidade da RNT, enquanto fator determinante para a qualidade de serviço associada ao desempenho desta rede.

Este mecanismo encontra-se previsto no artigo 131.º do Regulamento Tarifário (RT), remetendo a definição da forma de cálculo e dos respetivos parâmetros em documentação complementar a ser publicada. Neste sentido, em 2009, a ERSE publicou o referido mecanismo através do Despacho n.º 18138/2009, de 5 de agosto, do qual constavam ainda os valores dos parâmetros a vigorar durante o período regulatório 2009-2011, para a aplicação do mecanismo em questão.

Com a publicação do Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico (RQS) e 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, o mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT passou a estar estabelecido no Procedimento n.º 7 do MPQS, a qual corresponde à atual documentação complementar onde se encontra definido o referido mecanismo.

Nesta secção, para além do enquadramento do próprio mecanismo, ao nível dos conceitos subjacentes, do valor e dos parâmetros, apresenta-se também o histórico da taxa combinada de disponibilidade desde a sua entrada em vigor, em 2009 sendo que, com base neste desempenho, são propostos os valores dos parâmetros a vigorar durante o próximo período regulatório.

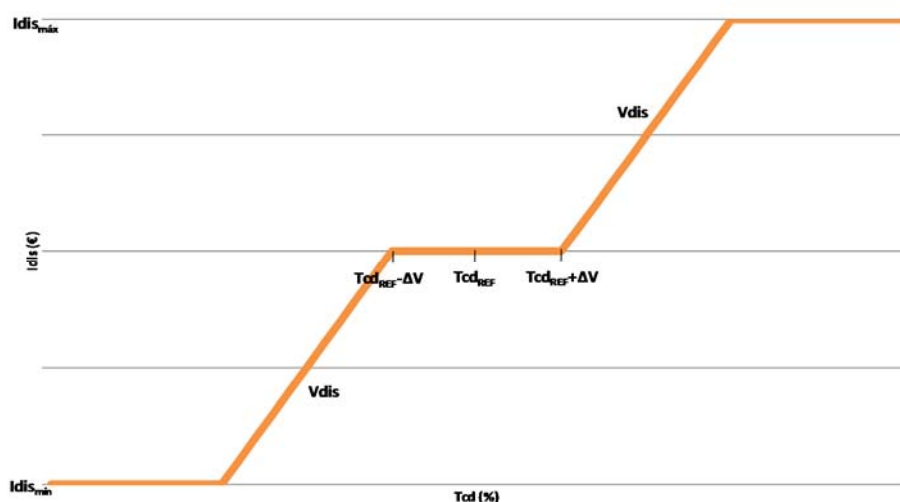
BREVE DESCRIÇÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT

O mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT incide sobre os “Circuitos de Linha”, que englobam as linhas aéreas e os cabos subterrâneos, e os “Transformadores de Potência”, que englobam os transformadores de entrega à rede de distribuição e os autotransformadores, incluindo-se em ambos os casos as indisponibilidades dos elementos dos painéis nos elementos de rede a que estão associados.

Para os elementos da RNT referidos no ponto anterior, estabelecem-se as respetivas taxas de disponibilidade média que, ponderadas pela relação entre a capacidade térmica média dos circuitos de linha e a soma da capacidade térmica média dos circuitos de linha com a potência média dos transformadores de potência instalados, permitem o cálculo do indicador sobre o qual incide o mecanismo, a taxa combinada de disponibilidade.

O valor do incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT depende da taxa combinada de disponibilidade, nos termos que se apresentam na Figura 2-18.

Figura 2-18 - Representação gráfica dos parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT



Fonte: ERSE

Na Figura 2-18 os parâmetros representados têm o seguinte significado:

$Idis_{t-2}$ – Incentivo à disponibilidade da rede de transporte no ano t-2, expresso em euros;

$Idis_{min,t-2}$ – Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte no ano t-2, expresso em euros;

$Idis_{max,t-2}$ – Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à melhoria da disponibilidade da rede de transporte no ano t-2, expresso em euros;

Tcd_{t-2} – Taxa combinada de disponibilidade no ano t-2, expressa em %;

$Tcd_{REF,t-2}$ – Taxa combinada de disponibilidade de referência no ano t-2, expressa em %;

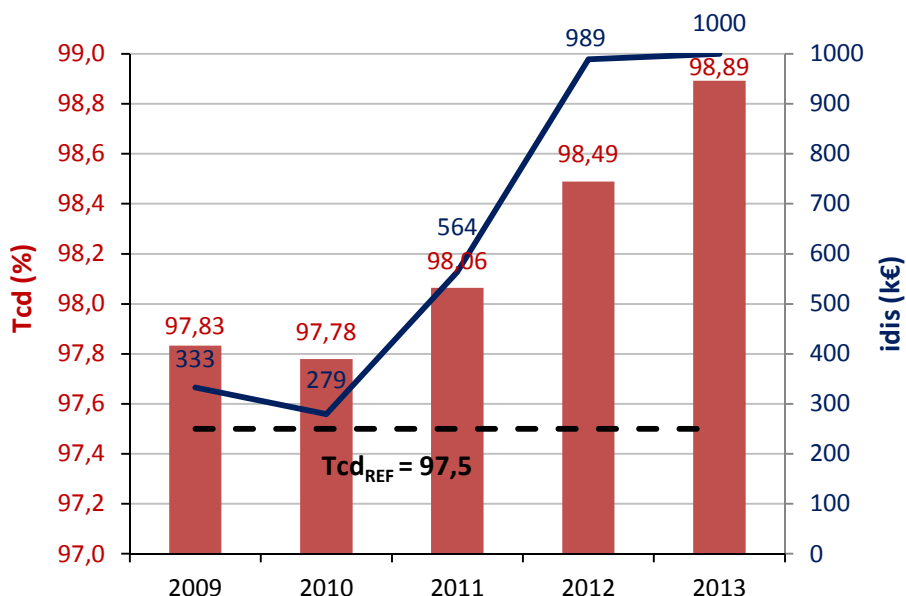
$Tcd_{REF,t-2} \pm \Delta V$ – Intervalo de taxa combinada de disponibilidade no qual o valor do incentivo é nulo, expresso em %;

$Vdis_{t-2}$ – Valorização da taxa combinada de disponibilidade no ano t-2, expressa em euros.

APLICAÇÃO DO MECANISMO DE INCENTIVO AO AUMENTO DA DISPONIBILIDADE DOS ELEMENTOS DA RNT ENTRE 2009 E 2013

A Figura 2-19 apresenta um gráfico de barras com a evolução do valor da taxa combinada de disponibilidade entre os anos de 2009 e 2013, no qual surge a tracejado o atual valor de referência do mecanismo. Consta-se uma tendência de melhoria do desempenho por parte do ORT, a qual permitiu que nos últimos dois anos fosse praticamente atingido o valor máximo do montante do incentivo.

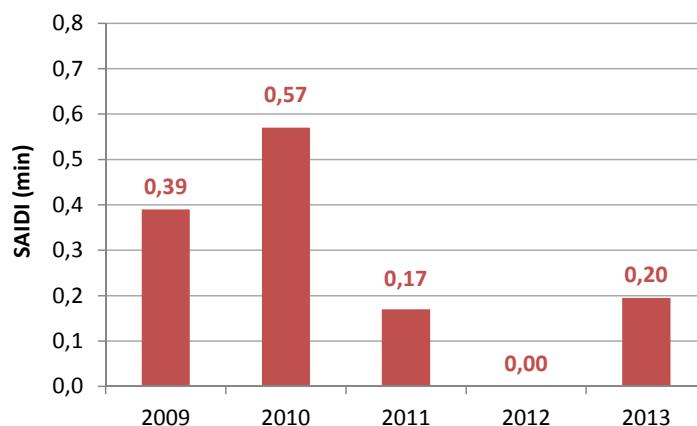
Figura 2-19 - Taxa combinada de disponibilidade dos elementos da RNT, de 2009 a 2013



Fonte: ERSE

Tendo em conta que o aumento da disponibilidade dos elementos da RNT se deverá refletir numa melhoria da continuidade de serviço dos pontos de entrega fornecidos por esta rede, apresenta-se na Figura 2-20, para o período 2009-2013, a evolução do indicador SAIDI da RNT. A evolução deste indicador, o qual representa a duração média anual das interrupções longas ocorridas na RNT (superiores a 3 minutos), demonstra uma tendência de melhoria para o período em análise, tendo-se registado no ano de 2012 a inexistência de interrupções longas no fornecimento dos pontos de entrega desta rede.

Figura 2-20 - Evolução do indicador SAIDI da RNT para o período 2009-2013



Fonte: ERSE

2.4.1 PARÂMETROS

A disponibilidade dos elementos da RNT tem apresentado um visível aumento desde a entrada em vigor do mecanismo de incentivo. Este facto demonstra que a aplicação do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT teve o impacto positivo que se pretendia aquando do seu desenvolvimento.

Por sua vez, o acompanhamento e análise da aplicação do incentivo, desde a sua entrada em vigor, tem permitido identificar algumas melhorias a introduzir no respetivo mecanismo. Consequentemente, no decorrer do período regulatório 2015-2017, a ERSE pretende apresentar e discutir com o ORT um conjunto de propostas de alteração ao mecanismo de incentivo, a ser revisto, que possam vir a ser aplicadas no período regulatório 2018-2020.

Neste sentido, tendo em conta a necessidade de revisão do respetivo mecanismo de incentivo e considerando que o nível de disponibilidade combinada atingido pelos elementos da RNT é satisfatório, a ERSE propõe que o valor $I_{dis_{max}}$ do incentivo seja nulo para o período regulatório 2015-2017.

Face ao exposto, apresentam-se no Quadro 2-11 os parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT propostos pela ERSE para vigorar no período regulatório 2015-2017.

Quadro 2-11 - Parâmetros do mecanismo de incentivo ao aumento da disponibilidade dos elementos da RNT para o período regulatório 2015-2017

Parâmetro	ERSE
$ I_{dis_{min}} = I_{dis_{máx}} $	0 €
Tcd_{REF}	97,5%
ΔV	0%
V_{dis}	0 €
α	0,75

Fonte: ERSE

3 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA EDP DISTRIBUIÇÃO

A regulação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica tem-se pautado desde o início por uma metodologia de regulação por incentivos. 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 energia ibérico (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 ERSE¹³, passando a ser aceites em base anual e ajustados ao fim de dois anos com base nos valores reais e auditados.

No período de regulação 2012-2014, e como forma de reduzir custos 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.

No início de mais um período de regulação, 2015-2017, é necessário avaliar as metodologias de regulação utilizadas, bem como definir novos parâmetros de regulação. Assim, para o novo período de regulação mantém-se a metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, com a determinação dos seguintes parâmetros:

¹³ 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.

- OPEX
 - Base de custos de exploração para o ano 2015, fator de eficiência para o período de regulação 2015-2017 e indutores de custos;
- CAPEX
 - Taxa de remuneração dos ativos;
- Outros
 - Parâmetros do incentivo ao investimento em redes inteligente (ver ponto 3.3)

Para o período 2015 a 2017 o mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes, passou a ser calculado com base em valores de investimentos reais e auditados e terá a duração de 6 anos. Assim, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica deixa 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 incentivo estará dependente da avaliação de projetos realizada pela ERSE de acordo com os critérios definidos e estará limitado a um determinado nível fixado pelo regulador para o período de aplicação.

Relativamente ao incentivo à redução de perdas, a ERSE decidiu manter o modelo do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em vigor no período regulatório anterior, revendo os valores dos parâmetros. O incentivo à melhoria da continuidade de serviço sofreu alterações, as quais se encontram vertidas num Procedimento recentemente alterado e já aprovado pela ERSE, que respeita, nomeadamente, às componentes nele consideradas. O incentivo à melhoria da qualidade de serviço que tem vindo a ser aplicado desde 2003 apenas incluía a atualmente designada componente 1.

MECANISMO DE CONTROLO DA RENDIBILIDADE DOS ATIVOS

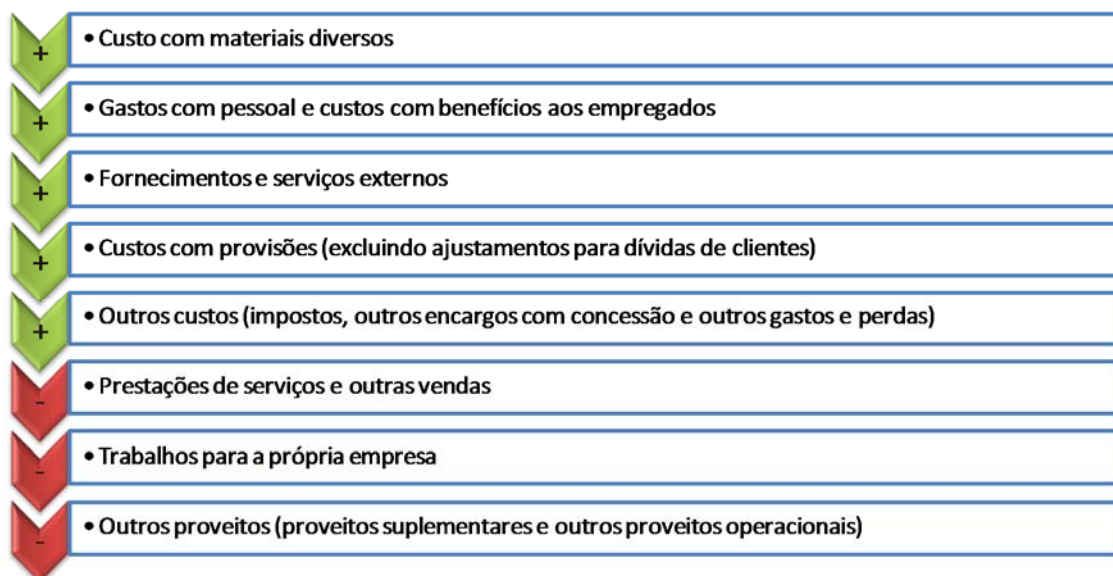
A ERSE aplicará o mecanismo de monitorização da rendibilidade dos ativos das empresas reguladas que consta da revisão regulamentar em curso. Para 2015, e de modo a garantir uma avaliação criteriosa dos impactos decorrentes da aplicação do mecanismo *ex-post* do controlo de rentabilidade dos ativos, será aplicado um fator α , correspondente à partilha de benefícios/perdas entre consumidores e empresa, igual a zero.

3.1 BASE DE CUSTOS DE EXPLORAÇÃO PARA 2015 E FATOR DE EFICIÊNCIA PARA O PERÍODO 2015 A 2017

3.1.1 BASE DE CUSTOS

Para efeitos de definição de base de custos são consideradas as seguintes rubricas:

Figura 3-1 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE



Nota: Nas rubricas com pessoal estão incluídos os custos de "unwinding" e os ganhos e perdas atuariais

Fonte: ERSE

Para além dos custos controláveis sujeitos à aplicação de metas de eficiência, são também considerados para efeitos de proveitos permitidos os seguintes custos não controláveis (não sujeitos à aplicação de metas de eficiência): rendas de concessão, custos com planos de reestruturação de efetivos e Caixa Cristiano Magalhães.

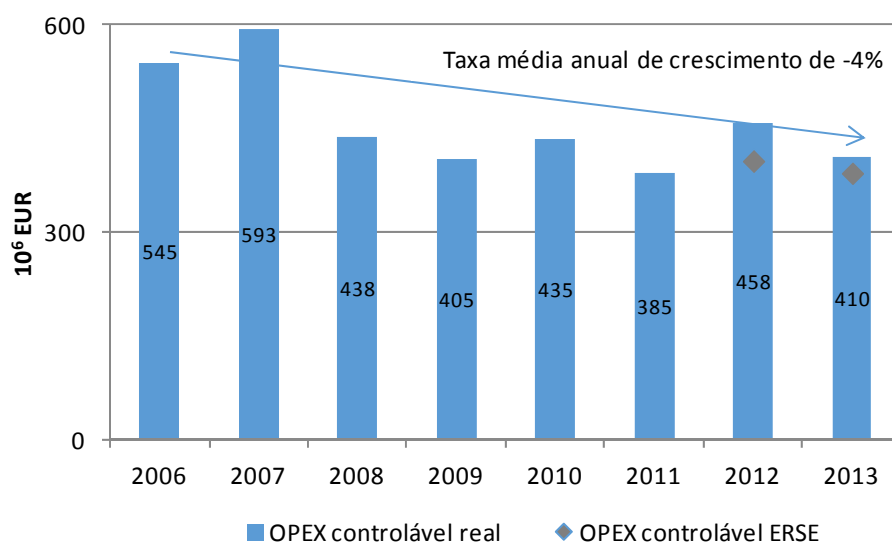
A aceitação de alguns custos, no caso particular da EDP Distribuição, segue uma metodologia específica. Em virtude das especificidades da contabilização de alguns custos resultante da passagem de POC para IFRS, consideram-se, desde o anterior período regulatório, elegíveis para a base de custos, os custos 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)¹⁴, os 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). Relativamente ao Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e 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 30% do total. 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.

**Figura 3-2 - Evolução do OPEX controlável
(preços correntes)**



Fonte: ERSE, EDP

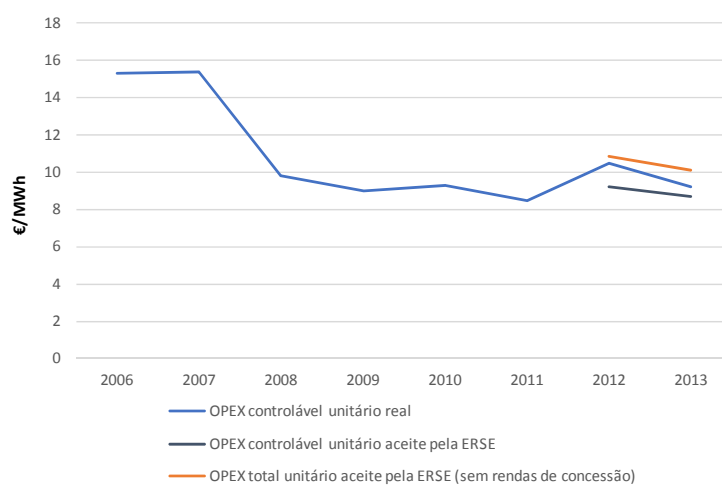
Saliente-se que, dada a metodologia de regulação aplicada até 2012, o valor real aceite pela ERSE em sede de ajustamentos só existe desde então. Até essa data, não é possível diferenciar os custos reais do OPEX, dos custos do CAPEX.

¹⁴ 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.

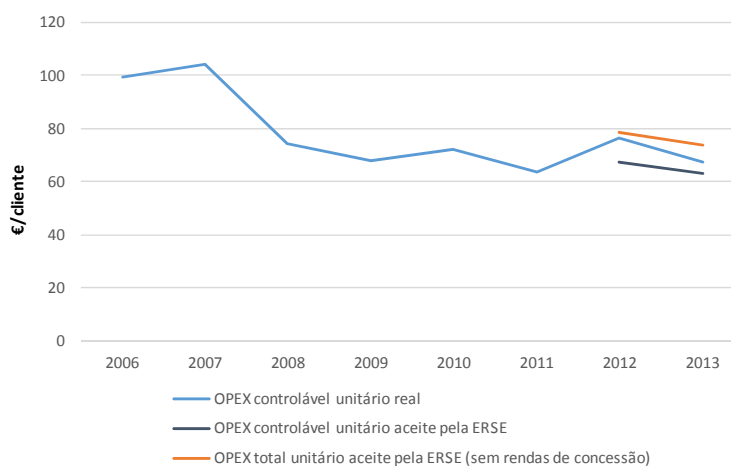
Importa, assim, avaliar e comparar o desempenho da empresa face ao desempenho imposto pela ERSE. Nesta análise não se pode descurar a evolução da própria atividade, no que respeita, à energia distribuída e ao número de clientes.

Nas figuras seguintes apresenta-se a evolução dos custos totais¹⁵ reais unitários por energia distribuída e por número de clientes e a sua comparação com os custos aceites pela ERSE.

**Figura 3-3 - OPEX unitário por energia
(preços constantes 2013)**



**Figura 3-4 - OPEX unitário por cliente
(preços constantes 2013)**



Fonte: ERSE, EDPD

¹⁵ 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.

No OPEX total aceite inclui-se o valor aceite pela ERSE em sede de ajustamentos 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 acima 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).

Pelas figuras anteriores é possível observar que 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 em 2012.

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 efetivamente alcançados nos anteriores períodos regulatórios.

Tendo em conta as análises efetuadas, a ERSE considerou na definição da base de custos de 2015 os seguintes critérios:

- Custos de exploração líquidos reais de 2013;
- Repartição por níveis de tensão com base na estrutura de custos real de 2013;
- Repartição entre componente fixa e variável de acordo com a utilizada no período de regulação 2012-2014;
- Na transposição de 2013 para 2015 considerou-se a atualização de dois anos com base no (IPIB-X), onde o fator de eficiência foi o do período de regulação 2012-2014 e o IPIB do final do primeiro semestre do ano t-1. Esta atualização foi feita utilizando os custos unitários por indutor do período de regulação anterior.

Quadro 3-1 - Base de custos para 2015

	2 013	
	AT/MT	BT
Estrutura de custos	30,67%	69,33%
	2 014	2 015
IPIB <i>t-1</i>	0,74%	2,14%
Fator de eficiência	3,5%	3,5%

	2013 real	2 015
Custos controláveis	410 027	396 706

Unid: 10³ EUR

Fonte: ERSE, EDPD

3.1.2 INDUTORES DE CUSTO

Os indutores de custos são variáveis cuja evolução reflete-se diretamente no nível de custos da empresa e na evolução da sua atividade. Os indutores de custo devem, deste modo, 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 implementar o mecanismo de regulação por *price-cap* no âmbito da distribuição de energia elétrica, é necessário aferir os indutores de custo, e respetivos pesos, que serviram de base para o apuramento dos proveitos permitidos para esta atividade.

No período regulatório passado a ERSE utilizou os seguintes indicadores como indutores de custos:

- Componente fixa (20% da base de custos).
- Número de clientes (30% da base de custos).
- Energia injetada (10% da base de custos).
- Energia distribuída (40% da base de custos).

Estes indutores de custo, em particular, o número de clientes e a energia elétrica distribuída, têm um racional assente na literatura económica. Zhou et al. (2008)¹⁶ compilaram uma série de estudos assentes em análises DEA que adotam, entre outros, estes indutores de custo como definidores da eficiência relativa dos diferentes operadores.

No entanto, na literatura existente regista-se uma grande variedade nas especificações usadas tanto nos estudos por país, como em comparações internacionais, como por exemplo no trabalho de Jamasb e Pollitt

¹⁶ Zhou, P., Ang B., e Po, K. (2008), "A survey of data envelopment analysis in energy and environmental studies." *European Journal of Operational Research*, Vol. 189(1), pp.1-18.

(2003)¹⁷. Neste sentido, importa referir que a escolha dos *outputs* é sempre condicionada pela disponibilidade de dados. No caso presente, face à insuficiência de dados, não foi possível analisar a relevância de indutores de custos considerados nas abordagens mais recentes, tendo-se restringido a análise aos indutores de custo considerados em abordagens mais tradicionais.

DEFINIÇÃO DOS INDUTORES

Neste ponto, procura-se justificar a manutenção ou não dos indutores de custo definidos até à data.

Dada a impossibilidade de estimar rigorosamente o impacto dos indutores de custo ao nível dos OPEX reais com recurso a modelos paramétricos¹⁸ face à dimensão da amostra, procurou-se inicialmente realizar uma análise descritiva no sentido de ilustrar até que ponto os OPEX reais são induzidos pelas variáveis que têm sido adotadas como indutores de custos: (1) número de clientes; (2) energia distribuída; (3) energia injetada.

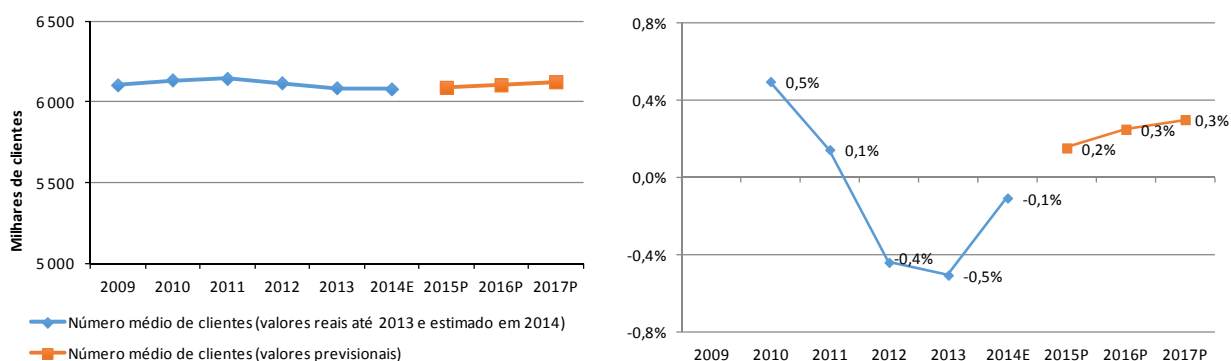
Deve salientar-se que esta análise tem um carácter “exploratório”, não só porque apresenta um carácter agregado ao analisar a rubrica de OPEX como um todo, em vez de proceder à sua discriminação por rúbricas de custos como seria desejável, como também não permite expurgar para cada indutor efeitos decorrentes de uma maior eficiência ao nível do tipo de OPEX que está associado ao referido indutor. Como tal, é necessário algum cuidado na avaliação do impacto dos referidos indutores de custos.

Verifica-se que o setor da distribuição de energia elétrica em Portugal atingiu já um grau de maturidade significativo e, como tal, a base de clientes da EDP não apresenta grande oscilação, como se pode verificar nas figuras seguintes.

¹⁷ Jamasb, T. e Pollitt, M. (2003), “International Benchmarking and yardstick Regulation: an application in European Electricity Distribution Utilities”, *Energy Policy*, Vol. 31, pp. 1609-1622.

¹⁸ Uma análise paramétrica carece de um número maior de observações, sob o risco de se obterem graus de liberdade negativos, o que inviabiliza uma correta análise dos dados (Greene, 2008). Citação bibliográfica: W.H. Greene (2008), “The econometric approach to efficiency analysis”, capítulo integrante do manual “The measurement of productive efficiency and productivity growth”, pp.92-250.

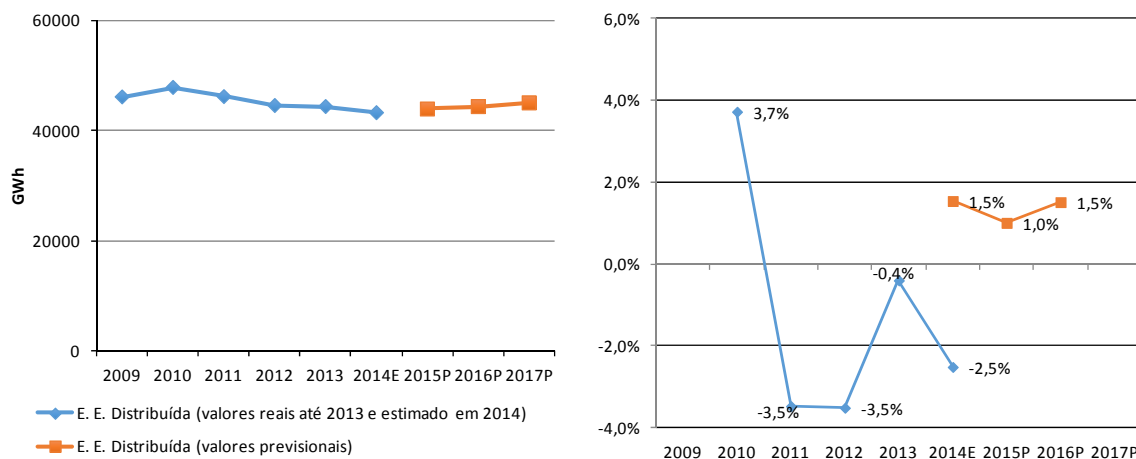
Figura 3-5 - Evolução do número de clientes no período de 2009 a 2017



Fonte: Protocolo ERSE/FEP; EDPD

O indutor relativo ao número de clientes, num contexto de maturidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, acaba por não gerar grande variabilidade ao nível dos OPEX, atuando praticamente como uma componente fixa. O mesmo não se verifica no caso da energia distribuída, que regista já uma maior volatilidade ao longo do tempo.

Figura 3-6 - Evolução da energia distribuída no período de 2009 a 2017



Fonte: Protocolo ERSE/FEP; EDPD

Por fim, relativamente à energia injetada no sistema por Produção em Regime Especial (PRE) com remuneração por tarifa fixada administrativamente, a análise efetuada evidenciou uma, ainda, maior dificuldade em estabelecer uma correlação entre o nível dos OPEX reais e o respetivo nível de energia injetada por PRE.

Importa referir que na consulta de literatura específica, conclui-se que os indutores mais utilizados são o número de clientes e a energia distribuída, apesar destas duas variáveis estarem muito correlacionadas.

Assim, a nível internacional, numa perspetiva que se pode considerar tradicional, são considerados *outputs* das *utilities* de distribuição, a energia fornecida aos consumidores (clientes) e o número de clientes. O número de clientes é frequentemente usado em estudos de engenharia como a variável-chave da dimensão dos *outputs*, representando a dimensão absoluta da *utility*. Por outro lado, as redes (linhas) podem ser consideradas como *inputs* de capital, mas também como *outputs*, sendo usadas como *proxy* da extensão geográfica da área servida pela *utility*. A energia injetada na rede não é muitas vezes considerada como um *output*. Em vez da sua utilização, são consideradas as perdas no sistema de distribuição. Sendo a densidade da carga o produto da densidade dos consumidores pelo *peak load* por consumidor (kW/km^2), em estudos de engenharia, é muito comum ver a carga de ponta (*peak load*) máxima a representar o capital, ou também usado enquanto indicador do *outputs* para a qualidade¹⁹.

Face ao exposto, justifica-se a manutenção dos indutores utilizados até à data, e dos seus respetivos pesos, com exceção do indutor de energia injetada na rede. Registe-se que no caso da energia distribuída, a manutenção do indutor energia permite uma partilha de risco entre os agentes, empresas e consumidores.

A utilização de outros indutores, além dos dois referidos, deverá conjugar a disponibilidade de dados, com a fácil monitorização dos mesmos. Os quilómetros de rede são uma variável que respeita estas condições, designadamente para alta e média tensão, e que têm sido frequentemente identificada como indutor de custos, quer em termos académicos, quer em termos da prática regulatória, (por exemplo, pela OFGEM), pelo que se procurou avaliar o impacto decorrente da sua inclusão. Os dados existentes sugerem uma correlação positiva, embora muito ligeira, entre o OPEX e a extensão da rede.

A escolha dos pesos atribuídos a cada indutor de custos assume uma grande relevância na implementação de uma regulação do tipo *price cap*, na medida em que pode ter uma influência preponderante na determinação do nível de custos aceites e na partilha do risco de mercado entre consumidores e empresas reguladas.

Em síntese, e tendo em conta a estabilidade de um período de regulação face ao outro, considera-se de manter: i) o indutor energia distribuída (que permite a partilha de risco da procura), ii) o número de

¹⁹ Cambini, C., Croce, A. e Fumagalli, E. (2014), "Output-based incentive regulation in electricity distribution: evidence from Italy", *Energy Economics*, 1-35, argumentam que há necessidade de substituir a atual abordagem input oriented por uma output oriented no sentido de refletir as atuais preocupações com a inovação na rede e sustentabilidade, permitindo assim o desenho de incentivos focados na performance das empresas em termos de *output* (fiabilidade da rede, impacto ambiental, possibilidade de conectar energia dispersa). Esta ideia está por exemplo subjacente ao modelo RIIO preconizado pela OFGEM (Revenue, Innovation, Incentives and Output). Outros reguladores a moverem-se nesse sentido são o australiano, o italiano e o sueco. Coelli, T., Gautier, A., Parelman, S. e R. Saplacan-Pop (2013), "Estimating the cost of improving quality in electric distribution: a parametric distance function approach", CREPP WP 1202, University of Liège; Jamasb, T., Orea, L. e M. Pollitt (2010), "Estimating marginal cost of quality improvements: the case of the UK electricity distribution companies", Cambridge WP 1052, University of Cambridge; Growitsch, C., Jamasb, T., Muller, C. e M. Wissmer (2010) "Social cost-efficient service quality—Integrating customer valuation in incentive regulation: Evidence from the case of Norway.", *Energy Policy*, 38(5), 2536-2544, analisam igualmente o impacto da regulação por incentivos na promoção da qualidade.

Edvardsen, D. e Fersund, F. (2003), "International Benchmarking of Electricity Distribution Utilities", *Resource and Energy Economics*, Vol. 25, issue 4, pp. 353-371

clientes; iii) eliminar a energia injetada como indutor e iv) introduzir a extensão de rede. Este último indutor, apenas será considerado na rede em alta e média tensão, cuja evolução é mais seguramente monitorizável.

O peso a atribuir a cada indutor será:

- Componente fixa (20% da base de custos).
- Número de clientes (40% da base de custos da rede BT).
- Km de rede (40% da base de custos da rede AT/MT).
- Energia distribuída (40% da base de custos).

3.1.3 EFICIÊNCIA

Na análise da eficiência da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, e tal como tem acontecido em períodos de regulação anteriores, recorreu-se à análise da literatura existente sobre o tema e à realização de estudos de *benchmarking*. Neste ponto efetuou-se uma análise para aferir os níveis de eficiência relativa da EDP Distribuição (EDP D) e uma comparabilidade direta com o comportamento da mesma no período regulatório imediatamente anterior

3.1.3.1 ENQUADRAMENTO TEÓRICO

ALGUNS EXEMPLOS DE APLICAÇÃO DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

No caso da Alemanha, o regulador segue uma metodologia do tipo *revenue cap* que define um montante de custos a recuperar pelas tarifas. Este montante é, por sua vez, o somatório de três tipos de custos: de ineficiência, custos de eficiência e custos “não-controláveis”. Estes últimos são totalmente reembolsados pelo regulador não estando sujeitos a qualquer mecanismo de incentivo.

Os custos de ineficiência referem-se à situação em que a *utility* está a fornecer um serviço mais caro do que os seus *peers* em termos dos custos que ela pode controlar total ou parcialmente. Sendo estes custos determinados a nível individual da *utility*, com base na análise de *benchmarking* com outros operadores de características semelhantes, o regulador alemão estabeleceu uma meta para eliminar completamente estes custos de ineficiência no final do período regulatório 2014-2018. Os custos de eficiência também são determinados através de um *benchmarking*. São os custos controláveis da *utility* no ano de referência. Neste caso, estão sujeitos ao objetivo e à meta de redução dos mesmos.

Para considerar os novos investimentos, na Alemanha admite-se um ajustamento anual do rendimento permitido por um fator de expansão, sendo que este fator depende, em parte do número de novas ligações à rede dos operadores de distribuição (diversos no caso alemão) sendo-lhe atribuído uma ponderação de 50% e na outra parte da dimensão da área de serviço (também 50%).

No caso da Finlândia, o regulador (Finish Energy Market Authority) limita (*cap*) os lucros a um nível correspondente ao retorno permitido do investimento, tanto para a distribuição, como para o transporte. De uma forma mais precisa, a regulação destas atividades neste país baseia-se na regulação da taxa de rentabilidade dos ativos regulados, na medida em que o regulador determina, na prática, os retornos permitidos da empresa regulada. Estas taxas são comparadas com as que efetivamente ocorreram, através da diferença entre eles. Se a taxa de rentabilidade for demasiada elevada (diferença positiva), esse excedente será compensado com o ajustamento dos preços de distribuição no período regulatório seguinte. No caso oposto, isto é, se a taxa forem inferiores às permitidas, o preço será ajustado para cima em conformidade (Tahvanainen et al., 2012)²⁰ e (Saastamoinen e Kuosmanen, 2014)²¹. De facto, os incentivos são construídos de tal forma que é benéfico para as empresas atingirem – ou mesmo, ultrapassarem – as metas estabelecidas pelos incentivos, porque, por exemplo na componente de incentivo à qualidade de serviço, parte dos ganhos obtidos com o incentivo é subtraído às receitas consideradas no cálculo da taxa de rentabilidade ocorrida.

Refira-se igualmente o caso da Grã Bretanha (OFGEM) que, no período regulatório DPCR4, baseava a sua análise dos indutores de custos OPEX²² numa metodologia *top-down*, identificando como principais indutores de custo o número de clientes, a energia distribuída e a extensão da rede tendo optado recentemente por uma metodologia mais sofisticada no período regulatório DPCR5 (2010-2015)²³. Concretamente, o regulador tentou incorporar os contributos de um aprofundado estudo sobre os indutores de custo, conjugando a metodologia *top-down* com uma análise mais desagregada, considerando os *drivers* de determinadas categorias de custo consideradas particularmente relevantes à luz do conhecimento do negócio.

No caso português, a execução de um estudo semelhante ao desenvolvido pela OFGEM, envolvendo a estimação de funções custo, quer relativas a OPEX, quer relativas a rubricas de custo mais específicas, no sentido de aferir a significância estatística dos diversos indutores de cada tipo de custos não se revela viável, dado que não existe informação suficiente para a sua implementação. Por um lado, a ERSE aplica o *price cap* ao OPEX enquanto que a OFGEM aplica no TOTEX²⁴. Por outro lado, no caso português a dimensão *cross section* da amostra de distribuidores é muito limitada, uma vez que existe uma única empresa distribuidora no continente (levando à necessidade de identificar *peers* comparáveis e obter dados sobre potenciais indutores de custos também para estes *peers*).

²⁰ Tahvanainen, K., Honkapuro, S., Partanen, J. e Viljainen, S. (2012), “Experiences of modern rate of return regulation in Finland”, *Utilities Policy*, Vol. 21, pp. 32-39.

²¹ Saastamoinen, A. e Kuosmanen, T. (2014), “Quality frontier of electricity distribution: Supply security, best practices, and underground cabling in Finland”, *Energy Economics*, <http://dx.doi.org/10.1016>.

²² *Operational Expenditures*, que correspondem, de um modo geral, aos custos de exploração.

²³ Para mais informações sobre o estudo desenvolvido pela Ofgem, consultar documento “Electricity Distribution Price Control Review Final Proposals - Allowed revenue – Cost assessment appendix”, disponível online em: <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/46749/fp3cost-assessment-network-investmentappendix.pdf>

²⁴ Outros indutores poderiam ser considerados caso se conjugasse a disponibilidade dos dados com a aplicação do *price cap* à totalidade dos custos (OPEX+CAPEX), tais como o *peak load capacity*.

O PAPEL DAS METAS DE EFICIÊNCIA NA REGULAÇÃO POR INCENTIVOS

A definição das metas de eficiência assume um carácter fundamental na implementação de um mecanismo de regulação por incentivos. Para uma dada base de custos, a imposição de metas de eficiência 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. Face ao exposto, é essencial adotar rigorosos critérios de definição de metas de eficiência, no sentido de alcançar os objetivos inicialmente propostos pelo regulador. Nesse contexto, como referem Haney e Pollitt (2009)²⁵, é frequente os reguladores efetuarem exercícios de *benchmarking*, no sentido de aferir metas de eficiência por comparação com os *peers*, de modo a incluir as melhores práticas de um sector. Segundo Haney e Pollitt (2009), 51% dos reguladores dos reguladores inquiridos no seu trabalho²⁶ utiliza *benchmarks* baseados em apuramento de fronteiras de produção ou *benchmarking* de processos/atividades. Apenas 9 dos reguladores incluídos na amostra assumem não estar a usar ou eventualmente vir a considerar usar *benchmarking*. Um pouco mais de metade dos reguladores aplica metas de eficiência aos OPEX²⁷ e o método de *Data Envelopment Analysis* (DEA) é frequentemente utilizado.

Com o propósito de avaliar a performance da EDPD à luz do desempenho de *peers* comparáveis, a presente secção apresenta um exercício de *benchmarking* baseado na aplicação de metodologias não paramétricas de DEA. Dado que o sector da distribuição de energia elétrica é um monopólio, a realização do *benchmarking* à EDPD passa necessariamente por encontrar potenciais comparáveis internacionais. Este exercício tem obviamente algumas limitações e, seguindo a proposta de Shuttleworth (2005) deve ser complementado por uma análise detalhada à estrutura de custos da empresa, para efeitos de definição das metas de eficiência.²⁸

²⁵ Haney, A. e Pollitt, M. (2009), "[Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators](#)," *Energy Policy*, vol. 37(12), 5814-5830.

²⁶ Haney e Pollitt (2009) estudaram uma amostra de 40 reguladores do sector energético de 40 países.

²⁷ Note-se no entanto que a análise dos CAPEX não deve ser descurada na medida em que como referido por Giannakis et al. (2005) pode verificar-se um *trade-off* entre evolução do OPEX e CAPEX, possivelmente associado à implementação da regulação por incentivos.

²⁸ Shuttleworth (2005) refere que existem uma série de limitações na análise dos resultados de *benchmarks*: Empresas diferentes trabalham em condições diferentes; geralmente há um pequeno número de observações para o número de variáveis explicativas potencialmente relevantes (é necessária uma multiplicidade de variáveis para descrever condições geográficas, congestionamento da rede, características dos consumidores, evolução histórica, etc; na estimação das fronteiras, o objetivo é encontrar os indutores de custo e depois considerar os demais custos como ineficiência (o que nem sempre é válido); possível falta de qualidade dos dados; falta de *peers* efetivamente comparáveis no contexto de exercícios de benchmarking internacional. Ainda sobre a limitação de exercícios de benchmarking internacional, por Jamasb e Pollitt (2003) referem algumas questões adicionais tais como problemas induzidos por assimetrias no timing das revisões tarifárias (que poderão originar comportamentos estratégicos nas empresas em confronto em diferentes momentos de tempo).

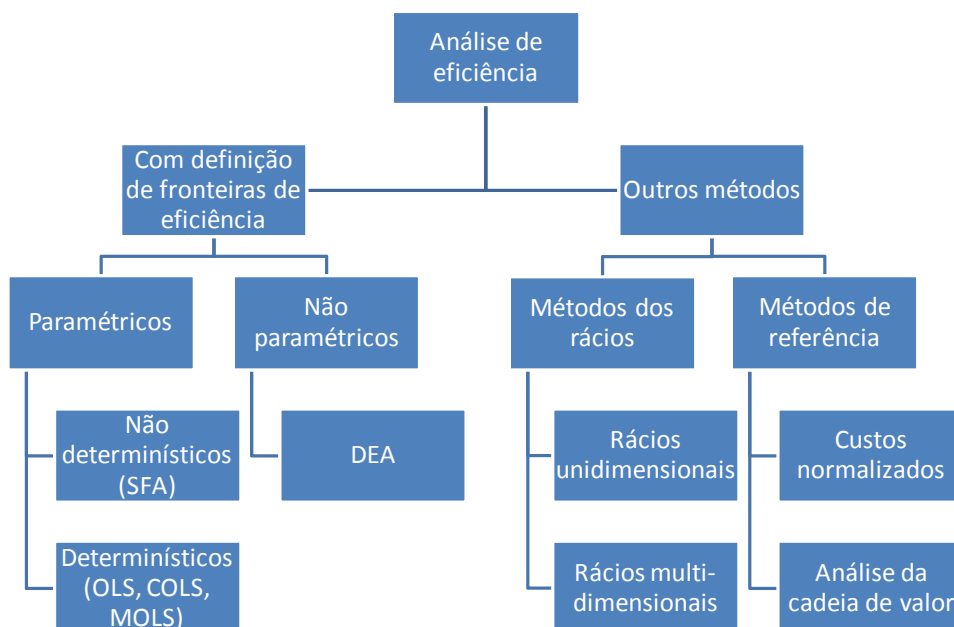
3.1.3.2 *BENCHMARKING*

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 3-7 - 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.

No segundo grupo, encontram-se dois tipos de metodologias: um intitulado de rácios de produtividade, que podem ou não incorporar vários fatores, e outro grupo de metodologias que podem ser apelidadas de custos de referência. Os rácios de produtividade correlacionam outputs e *inputs*, podendo incorporar vários outputs no numerador e vários inputs no denominador. O peso dado a cada um destes fatores é subjetivo, como por exemplo o Índice de Malmquist. Este método não tem 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. 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 óticas²⁹. 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 fatores³⁰.

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

²⁹ Por exemplo, eficiência alocativa versus eficiência técnica.

³⁰ 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.

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) resolvendo o seguinte problema de otimização:

Min θ, λ

$$\text{s.t. } Y\lambda \geq Y_i, X\lambda \leq \theta X_i, \lambda \geq 0$$

no caso de rendimentos constantes à escala, em que se assume que a dimensão dos DMU não tem efeitos sobre o nível de eficiência; ou

Min θ, λ

$$\text{s.t. } Y\lambda \geq Y_i, X\lambda \leq \theta X_i, \lambda \geq 0, N'\lambda = 1,$$

no caso de rendimentos variáveis à escala, em que é introduzida uma restrição adicional no sentido de incorporar o efeito da dimensão na *performance* das DMU.

No segundo caso, assume-se que as DMU maximizam a produção de *output*(s) para um determinado nível de *inputs*(s), sendo menos apropriado para o setor da distribuição de energia elétrica, na medida em que as empresas reguladas terão pouca influência sob este tipo de variáveis determinadas do lado da procura.

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.

DESCRIÇÃO DA AMOSTRA

Em Portugal Continental a distribuição de energia elétrica é assegurada, quase exclusivamente, pela EDPD³¹. Como tal não existem comparáveis nacionais para avaliar a evolução dos níveis de eficiência da empresa. Face ao exposto, e em conformidade com o estudo elaborado pela ERSE no período regulatório anterior, 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;

³¹ Existem dez cooperativas que atuam como operadores de rede de distribuição em baixa tensão.

- Disponibilidade de informação financeira atual;
- Comparabilidade com os resultados do estudo de eficiência efetuado pela ERSE no período regulatório anterior.

À luz dos critérios anteriormente adotados, a amostra utilizada para o presente estudo compreendeu 17 empresas, coincidindo com a amostra de empresas distribuidoras utilizada pela ERSE no estudo de eficiência do período regulatório anterior³².

Foi excluída a empresa EPS (Sérvia) por falta de informação necessária à sua inclusão no modelo para os anos em análise (o último ano com informação disponível reportava-se a 2009, ano em que foi efetuado o último estudo de eficiência alusivo ao período regulatório anterior).

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. Como descrito na secção sobre a análise dos indutores de custo, estas variáveis são frequentemente consideradas em estudos de *benchmarking* em matéria de avaliação de eficiência técnica na distribuição de eletricidade (Jamash e Pollitt, 2003).

A análise da eficiência técnica não incluiu variáveis relacionadas com a qualidade do serviço de distribuição, como é o caso de *peak load capacity*, densidade de consumos e percentagem de perdas, em virtude de não estarem disponíveis para a amostra utilizada neste estudo³³. Ainda assim, as variáveis incluídas no estudo refletem os indutores de custo tradicionalmente mais associados à atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

A fim de garantir a comparabilidade da presente análise com o estudo da ERSE³⁴, relativamente aos OPEX³⁵, adotou-se um critério idêntico ao estudo desenvolvido há três anos pela ERSE. Para esse efeito, consideraram-se os custos de exploração deduzidos das amortizações e provisões diretamente

³² A consideração da mesma amostra de empresas (utilizando dados financeiros e indicadores físicos devidamente atualizados) viabiliza o exercício de comparação da evolução da eficiência da EDPD face aos mesmos peers. Ao considerar-se uma amostra distinta, a análise da evolução dos indicadores de eficiência da EDPD poderia tornar-se enviesada, na medida em que a sua eficiência passa a ser avaliada comparativamente a um conjunto diferente de peers.

³³ Este tipo de análise torna-se mais viável em mercados com vários distribuidores, nos quais o regulador tem acesso a informação quantificada destes indicadores para os vários distribuidores nacionais. No caso português, em que os *peers* comparáveis são internacionais, torna-se mais difícil a obtenção dos dados, uma vez que a referida informação, na sua maioria, não está publicamente disponível.

³⁴ 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>

³⁵ Utilizados com *proxy* de uma medida global dos *inputs* das empresas afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica numa perspetiva *input oriented*

imputados à distribuição de energia elétrica. Finalmente, em termos do processo de construção da amostra propriamente dita, utilizou-se como ponto de partida a amostra do estudo ERSE (2009), por incluir um conjunto de empresas consideradas comparáveis no período regulatório anterior.

Os referidos custos foram avaliados a preços constantes de 2013³⁶ e, de modo a garantir a comparabilidade dos valores de OPEX das distribuidoras em países com moedas distintas, os custos de exploração foram normalizados através da paridade de poder de compra, medido em dólar norte-americano (USD)³⁷.

É de realçar que, os custos de exploração reais da EDPD em 2013 considerados para esta análise são numa primeira fase apenas os custos considerados controláveis, isto é, aqueles que são sujeitos a metas de eficiência.

O Quadro 3-2 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), quilómetros de rede.

Quadro 3-2 - Caracterização da amostra

	País	Ano	Clientes	Energia elétrica distribuída GWh	Quilómetros de rede	Custos de Exploração PPC USD
East	Reino Unido	2013	2.231.622	38.742	35.641	109.669
EDA	Portugal	2013	121.167	794	1.132	16.325
EDP Distribuição	Portugal	2013	6.075.948	43.858	224.866	277.588
EEM	Portugal	2013	136.570	776	5.767	21.823
Endesa	Espanha	2013	11.376.000	112.031	323.633	864.360
Enel Distribuzione	Itália	2013	31.700.000	230.032	1.132.010	3.086.002
ESB	Irlanda	2012	2.254.507	22.580	162.171	366.980
Fortum	Finlândia	2013	1.648.000	26.100	159.000	380.472
HEP-ODS	Croácia	2012	2.350.885	14.753	136.624	10.840
LPN	Reino Unido	2013	2.326.458	32.745	37.440	130.312
NEDL	Reino Unido	2013	1.600.000	32.745	47.213	108.819
HEDNO	Grécia	2013	7.392.722	44.371	233.000	301.082
Sibelga	Belga	2013	630.958	5.019	6.366	84.421
WPD	País de Gales	2013	1.100.000	19.960	35.376	53.155
SP Distribution	Reino Unido	2013	2.009.000	19.537	57.812	76.478
Východoslovenská	Eslováquia	2013	621.415	3.548	25.600	165.581
South East	Reino Unido	2013	2.900.000	41.600	48.000	92.208

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

³⁶ Nos casos em que os custos das distribuidoras não respeitam a 2013 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 ao período Março 2012- Março 2013, considerando-se como 2012 os anos a que dizem respeito.

³⁷ Dados retirados do International Monetary Fund, World Economic Outlook Database, Abril de 2014.

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

Quadro 3-3 - Estatísticas descritivas

	N.º clientes	Energia distribuída	Extensão da Rede	Custos operacionais USD)
Unidade	Número	GWh	km	USD PPC
Média	4 498 544	39 687	157 156	361 536
Mediana	2 231 622	22 580	48 000	109 669
Desvio-padrão	7 593 571	55 591	268 555	732 677
Mínimo	121 167	776	1 132	10 840
Máximo	31 700 000	230 032	1 132 010	3 086 002
N.º de observações	17	17	17	17
Nível de confiança (95,0%)	3 904 254	28 582	138 078	376 708

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

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, os diversos modelos considerados neste estudo.

DESCRIÇÃO DOS MODELOS

Os modelos propostos para avaliação de eficiência permitem apenas avaliar o desempenho da EDPD à luz dos indutores de custo escolhidos: os quilómetros de rede (RE), número de clientes (NC) e energia distribuída (ED).

Como tal, a análise aqui desenvolvida poderá ser utilizada na definição das metas de eficiência.

Em primeiro lugar, procedeu-se a uma análise da correlação entre os possíveis indutores de custos (ED, NC e RE) e da correlação destes com os custos de exploração, considerados como *proxy* da atividade operacional, que constituí uma hipótese frequentemente assumida na literatura (ver, entre outros, Jamasb e Pollitt (2003); Jamasb-Orea-Pollitt; Giannakis et al. (2005)).

Tendo em conta o exposto, para aferir a uma escolha correta de *outputs*, o Quadro 3-4 expõe a matriz de correlação entre os custos de exploração e os indutores de custo potencialmente consideráveis.

Quadro 3-4 - Matriz de correlações

	Custos de exploração (PPC USD)	Km redes	Nº clientes	Energia distribuída
Custos de exploração (PPC USD)	1			
Km redes	0,9818	1		
Nº clientes	0,9747	0,9851	1	
Energia Distribuída	0,9585	0,9548	0,9822	1

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

A análise da matriz de correlações anteriores evidencia que os indutores de custo estão muito correlacionados entre si e fortemente correlacionados com o OPEX. Como tal, estimou-se um primeiro modelo em que foram considerados como *input* os OPEX, (como proxy do nível global de inputs que uma empresa distribuidora utiliza na sua atividade) e como outputs os indutores de custo: quilómetros de rede e número de clientes, por serem aqueles que mais fortemente estão correlacionados com os OPEX, como evidenciado na tabela anterior. Este modelo não considera a variável Energia Distribuída, na medida em que a análise de correlações revela que este indutor de custos poderia ser redundante face aos já considerados além de apresentar uma correlação mais baixa com o OPEX. Uma razão adicional para a análise deste modelo (designado modelo 1) decorre do facto de este ter sido utilizado para efeitos de avaliação de eficiência na distribuição no período regulatório anterior. 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.

Por esta mesma razão analisou-se igualmente o modelo 2, no qual o modelo anteriormente descrito foi analisado para uma subamostra identificada pela ERSE no seu estudo de eficiência do período regulatório anterior.

Adicionalmente, foi ainda analisado um novo modelo (designado por modelo 3), em que são considerados como *outputs*, a energia distribuída e o número de clientes; e são considerados como *inputs* os OPEX e a extensão da rede. Relativamente à opção de considerar a extensão da rede como um *inputs* e não como um *output*, note-se em primeiro lugar que, no âmbito da tecnologia de distribuição de energia elétrica, enquanto o número de clientes e a energia distribuída são variáveis essencialmente determinadas do lado da procura, a extensão da rede, pode ser encarada como um *inputs* da tecnologia de distribuição de eletricidade, determinado por isso do lado da oferta. Nesse sentido, poderá fazer sentido, incluir esta variável como *input*³⁸.

Note-se ainda que esta opção de modelização foi igualmente considerada por outros autores. Por exemplo, Jamasb e Pollitt (2003) analisam vários modelos, assumindo a extensão de rede como *inputs* em alguns deles. Noutros modelos analisados pelos autores no mesmo trabalho, esta variável é

³⁸ Num modelo em que se avalia o grau de eficiência em termos de OPEX, esta variável pode ser considerada um fator fixo.

considerada como *output*. Do mesmo modo, Tovar et al. (2011) focando-se no caso do Brasil, consideram um modelo em que os *outputs* são a venda de energia (em unidades físicas) e o número de clientes; enquanto os *inputs* são a extensão da rede, o número de empregados e as perdas, utilizada como *proxy* de um indicador de qualidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Çelen (2013) obtém os indicadores de eficiência DEA, utilizando como *outputs* a energia distribuída e o número de clientes; e os seguintes *inputs*: número de empregados, extensão da rede, qualidade e capacidade de transformação. Conceptualmente, estes modelos aproximam-se do modelo 3 considerado neste estudo, ainda que no âmbito da presente análise não seja possível incluir indutores de custo relacionados com a qualidade pelas já referidas razões de falta de informação disponível para os comparáveis internacionais, cuja informação disponível se limita àquela que é de domínio público.

Note-se que cada modelo foi considerado numa ótica *input-oriented* e foi computado no pressuposto de que as empresas apresentam rendimentos constantes à escala, isto é, o desempenho em termos de eficiência é independente da dimensão empresas, ou rendimentos variáveis à escala, isto é, o desempenho em termos de eficiência pode ser condicionado pela dimensão da empresa. Assim, o algoritmo de otimização subjacente ao problema de programação linear resolvido pelo DEA tem em conta diferenças na dimensão das empresas para efeitos de avaliação da sua eficiência relativa³⁹.

Os modelos analisados no presente estudo encontram-se sumariados no quadro seguinte.

Quadro 3-5 - Resumo dos modelos considerados

	Input 1	Input 2	Output 1	Output 2	Dimensão da amostra (# empresas)
M1	CO (PPC USD)	-	Km Rede (RE)	Número Clientes (CL)	17
M2	CO (PPC USD)	-	Km Rede (RE)	Número Clientes (CL)	13
M3	CO (PPC USD)	KmRede (RE)	Energia Distribuída (ED)	Número Clientes (CL)	13

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Considerou-se, tal como no estudo conduzido no período regulatório anterior, um modelo inicial (M1) de perspectiva *input oriented* contemplando a amostra representativa de 17 empresas.

Segue-se a consideração de um modelo 2 (M2), cujos *outputs* considerados são o número de clientes (CL) e os quilómetros de rede (RE) e o *input* corresponde ao custo operacional (CO). Não se considerou

³⁹ Tal como mencionado por Jamasb and Pollitt (2003) a validade da utilização do modelo de rendimentos variáveis à escala depende da medida em que a eficiência custo é afetada pela escala de operações das empresas distribuidoras; e as várias categorias de escala de operações encontram-se suficientemente representadas para termos uma amostra suficientemente representativa.

o *output* energia distribuída dado que essa variável é a menos correlacionada dos três *outputs* com o *input* custo operacional e, por outro lado, é a variável mais fortemente correlacionada com a variável clientes, pelo que a inclusão de ambas seria redundante. A passagem do modelo 1 para o modelo 2 resulta, tal como no anterior estudo, do facto do modelo 1 contemplar *outliers* e empresas cujas especificidades determinam a sua natural exclusão (a Fortum, a EDA, a EEM e a HEP-ODS).

Procedeu-se a uma análise de sensibilidade de cada uma das variáveis relativamente aos custos de exploração para avaliar se, para um dado nível de *output*, o custo encontra-se a ser minimizado.

RESULTADOS

Neste ponto descrevem-se os principais resultados obtidos da aplicação da metodologia DEA aos modelos descritos no ponto anterior. Os resultados foram obtidos com recurso ao *software* DEAP V2.1.

MODELO 1 E MODELO 2: COMPARABILIDADE HISTÓRICA

O modelo 1 considera como *outputs* (indutores de custo), o comprimento das redes e o número de clientes; e como *inputs*: custos de exploração. A função objetivo considerada minimiza os *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *output*. Note-se que este modelo corresponde, em termos conceptuais, ao modelo 1 analisado pela ERSE no período regulatório passado que foi assim atualizado no sentido de incluir informação mais recente, fundamental para uma rigorosa avaliação da performance da EDPD em matéria de eficiência do OPEX. Os resultados do modelo 1 são expressos no Quadro 3-6.

Quadro 3-6 - Resultados do Modelo 1

DEA Methodology - Modelo 1	CRS	VRS
HEP-ODS (Croacia 2012)	1,000	1,000
NEDL (Northern Powergrid) (UK 2013)	0,068	0,100
SP Distribution (UK 2013)	0,121	0,142
WPD (South Wales 2013)	0,095	0,204
LPN (UK 2013)	0,082	0,083
Endesa (Spain 2013)	0,061	0,876
Fortum (Finland 2013)	0,033	0,206
EDA (PT 2013)	0,034	0,664
EEM (PT 2013)	0,029	0,497
EDPD (PT 2013)	0,101	0,996
HEDNO (Greece 2013)	0,113	1,000
ESB (Ireland 2012)	0,035	0,239
Sibelga (Belgium 2013)	0,034	0,128
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,017	0,065
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,047	1,000
East (UK 2013)	0,094	0,099
South East (UK 2013)	0,145	0,46
MEAN	0,124	0,456

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Os resultados obtidos são bastante díspares tanto quando se consideram rendimentos constantes à escala tanto quando se consideram rendimentos variáveis à escala. No primeiro caso, tal dispersão pode ser justificada por a amostra ser constituída por empresas que têm dimensões diferentes. No segundo caso, a justificação prende-se com o facto de haver empresas incluídas na amostra com características específicas ou ainda pelo facto de existirem empresas cujos dados não são tidos como fiáveis. Os resultados obtidos demonstram que existe um grande desfasamento entre os níveis de eficiência obtidos pela HEP-ODS e as restantes empresas da amostra, sobretudo no modelo a rendimentos constantes que não tem em consideração o efeito decorrente da diferente dimensão das empresas que compõem a amostra. Assim, tal como no estudo apresentado pela ERSE em 2011, considerou-se mais fiável considerar uma subamostra na qual esta empresa não era incluída, de forma a evitar distorções nos resultados. No processo de construção dessa subamostra, foram ainda excluídas as seguintes empresas: EDA e EEM (empresas insulares e com dimensão bastante inferior aos potenciais *peers*); Fortum (empresa cuja atividade é desenvolvida em condições climatéricas bastante adversas, que não sendo um determinante de eficiência endógeno ao modelo em análise, pode sobreavaliar os níveis de eficiência de empresas que atuam em mercados com condições climatéricas mais favoráveis) e HEP-ODS por ser considerado um *outlier*. A exclusão destas empresas resulta numa amostra de empresas comparável à que foi utilizada pela ERSE no estudo do período regulatório anterior, permitindo avaliar a

evolução da performance de eficiência da EDPD face a um determinado grupo de *peers*, conforme descrito no Quadro 3-7.

Quadro 3-7 - Resultados do Modelo 2

DEA Methodology: MODELO 2	CRS	VRS
NEDL (UK 2013)	0,570	0,605
SP Distribution (UK 2013)	1,000	1,000
WPD (South Wales 2013)	0,853	1,000
LPN (UK 2013)	0,568	0,612
Endesa (Spain 2013)	0,499	0,876
EDPD (PT 2013)	1,000	1,000
HEDNO (Greece 2013)	0,997	1,000
ESB (Ireland 2012)	0,546	0,551
Sibelga (Belgium 2013)	0,238	0,630
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,191	0,321
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,457	1,000
East (UK 2013)	0,647	0,709
South East (UK 2013)	1,000	1,000
MEAN	0,659	0,793

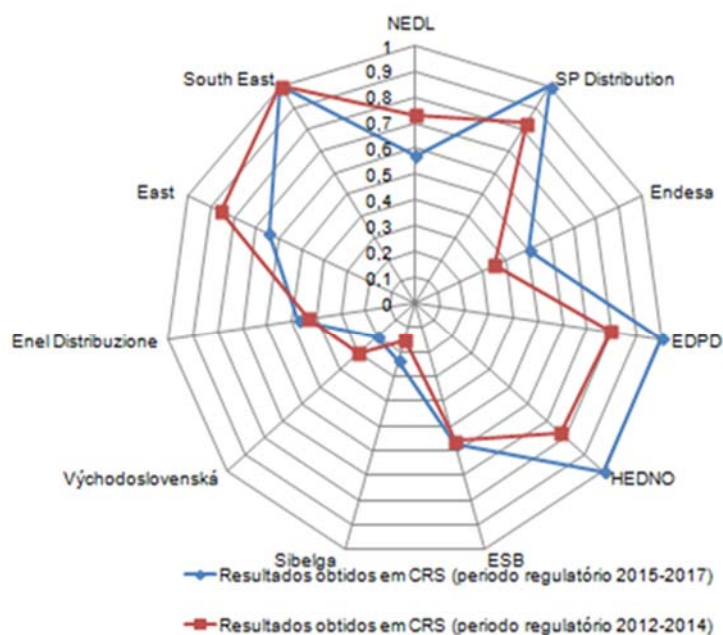
Fonte: Protocolo ERSE/FEP

O quadro anterior sugere que, quer no modelo com rendimentos constantes à escala, quer no modelo com rendimentos variáveis à escala, a EDPD está incluída na fronteira de eficiência, apresentando um indicador 1, o que significa que, à luz deste modelo, comparativamente aos *peers* selecionados a EDPD poderá ser considerada uma empresa eficiente.

Na verdade, a EDPD, a SouthEast e a SP Distribution são consideradas como estando na fronteira de eficiência em rendimentos constantes à escala. No entanto, e dado que as empresas têm dimensões distintas, a correta análise a ter em consideração é a de rendimentos variáveis à escala, em que tanto a EDPD, a ENEL, a HEDNO, a SP Distribution e a WPD se encontram na fronteira de eficiência.

Comparando a posição da EDPD no contexto do presente exercício de avaliação de eficiência, com a posição que a empresa no exercício efetuado no anterior período regulatório, verifica-se que as conclusões são distintas, consoante se analise o modelo a rendimentos constantes à escala ou o modelo a rendimentos variáveis à escala. No contexto do modelo com rendimentos constantes à escala, como se pode verificar na figura seguinte, a EDPD regista uma subida de posição em termos de eficiência técnica.

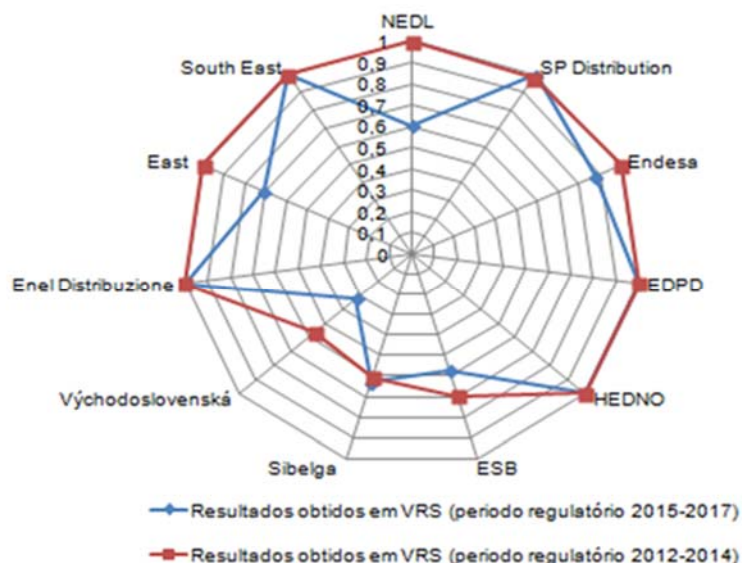
Figura 3-8 - Modelo 2: comparabilidade do estudo (2014) versus estudo (2011) em rendimentos constantes à escala (CRS)



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Contudo, esta melhoria de performance já não é imediata no âmbito do modelo com rendimentos variáveis à escala. Como se pode verificar na figura seguinte, no âmbito deste modelo, a EDPD já se encontrava na fronteira de eficiência no exercício de modelização de eficiência desenvolvido para o período anterior; aí continuando no contexto do presente exercício, não sendo possível por isso inferir a observância de uma melhor performance da empresa em matéria de eficiência técnica, como no contexto do modelo com rendimentos constantes à escala.

Figura 3-9 - Modelo 2: comparabilidade do estudo (2014) versus estudo (2011) em rendimentos variáveis à escala (VRS)



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Comparando os resultados do modelo com rendimentos constantes à escala vis-à-vis os resultados do modelo com rendimentos variáveis à escala, cumpre salientar que o último modelo parece ser mais apropriado para a análise da amostra em questão. De facto, os resultados obtidos para este modelo sugerem que as empresas incluídas na amostra desenvolvem a sua atividade em diferentes escalas de produção, um resultado que não surpreende se analisarmos a caracterização da amostra apresentada no Quadro 3-2. No modelo com rendimentos variáveis à escala, atendendo ao reduzido número de observações que compõe a amostra e a alguma assimetria nas características dessas mesmas observações, verificamos que um número muito significativo de DMU está na fronteira de eficiência (nos resultados obtidos para o modelo 2, uma vez que seis das treze empresas consideradas no estudo são consideradas pelo algoritmo de otimização na fronteira de eficiência). Salienta-se, o entanto, que o número de empresas na fronteira de eficiência é agora menor.

Neste contexto, pode tornar-se problemático efetuar uma transposição direta dos resultados de eficiência obtidos no contexto dos modelos DEA para o estabelecimento de metas de eficiência.

Ainda assim, os resultados dos modelos podem ser utilizados a título exploratório, no sentido de aferir o sentido da evolução da *performance* da empresa em matéria de eficiência. A fim de tornar esta análise exploratória mais robusta, é desejável analisar em que medida os resultados são sensíveis a alterações na especificação do modelo. Nesse sentido, os resultados do modelo 2 foram complementados, em primeiro lugar por uma análise do desempenho de eficiência considerando separadamente cada um dos três possíveis indutores de custos: energia elétrica distribuída (ED); número de clientes (NC); e extensão

da rede (ER). Os resultados obtidos no âmbito deste exercício encontram-se descritos nos quadros e figuras subsequentes.

ANÁLISE DE SENSIBILIDADE

A análise não paramétrica é normalmente criticada com base no racional que o número de empresas dadas como eficientes pelo modelo aumenta quanto maior o número de *inputs* considerados, em particular perante amostras de pequena dimensão (Berg, 2010). Assim, é relevante a avaliação separada do grau de sensibilidade do *input* face a cada um dos *outputs* (nos modelos M1 e M2). No Quadro 3-8 e na Figura 3-10, procede-se à análise de sensibilidade do OPEX ao indutor energia elétrica distribuída e comparação com o anterior estudo realizado.⁴⁰

Quadro 3-8 - Sensibilidade do OPEX ao indutor energia elétrica distribuída

DEA Methodology: energia elétrica distribuída	CRS		VRS	
	Eficiência Técnica	Ranking	Eficiência Técnica	Ranking
NEDL (UK 2013)	0,371	6	0,488	8
SP Distribution (UK 2013)	0,566	4	0,695	5
WPD (South Wales 2013)	0,832	2	1,000	1
LPN (UK 2013)	0,557	5	0,585	7
Endesa (Spain 2013)	0,287	9	1,000	1
EDPD (PT 2013)	0,350	7	0,421	9
HEDNO (Greece 2013)	0,327	8	0,407	10
ESB (Ireland 2012)	0,136	11	0,158	12
Sibelga (Belgium 2013)	0,132	12	0,630	6
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,047	13	0,321	11
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,165	10	1,000	1
East (UK 2013)	0,783	3	0,794	4
South East (UK 2013)	1,000	1	1,000	1

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

O quadro anterior revela que ao nível do indutor de custos energia distribuída, a EDPD não se encontra na fronteira de eficiência, nem no modelo a rendimentos constantes à escala, nem no modelo com rendimentos variáveis à escala, obtendo um nível de eficiência de somente 42,1% neste último.

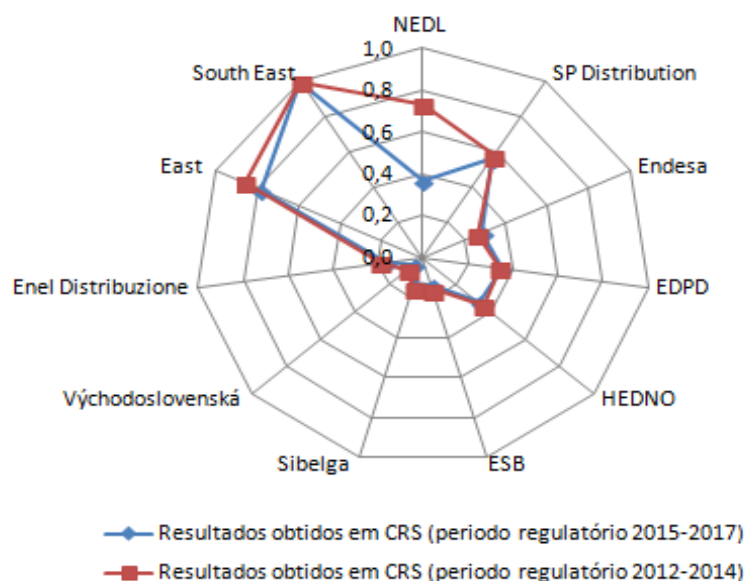
À luz deste teste, conclui-se que, considerando energia distribuída como indutor de custos, a EDPD estará longe da fronteira de eficiência.

⁴⁰ A comparação pode ser feita exclusivamente em rendimentos constantes à escala pois apenas essa foi considerada para efeitos de análise no anterior estudo.

Comparando estes resultados com os obtidos no estudo para o período regulatório passado, verifica-se que, a este nível, a posição da EDPD não se alterou significativamente, continuando com níveis de eficiência muito baixos (ver figura seguinte).

Recorde-se ainda que esta variável não foi considerada no modelo 2, o que poderá explicar os elevados níveis de eficiência obtidos pela EDPD nesse modelo.

Figura 3-10 - Comparação, ao nível da sensibilidade do OPEX ao indutor energia elétrica distribuída, entre os estudos de 2011 e 2014 em CRS



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Atendendo a que este indutor de custos é considerado na literatura⁴¹ e tendo em conta a posição aparentemente frágil da EDPD neste indicador em concreto, torna-se importante analisar um modelo DEA, ainda que a título exploratório atendendo à reduzida dimensão da amostra, que complemente o modelo 2 no sentido de não negligenciar o impacto deste indutor sobre o OPEX. Nesse sentido foi desenvolvido o modelo 3 e cujos resultados se apresentam mais adiante.

Antes porém, apresentam-se os resultados obtidos para os modelos de análise do impacto individual dos indutores de custo extensão da rede e número de clientes. Para estes indutores, a posição da EDPD é já mais favorável, sobretudo no caso da extensão da rede em que a empresa é colocada na fronteira de eficiência quer ao nível do modelo de rendimentos constantes à escala, quer ao nível do modelo com

⁴¹ Ver, entre outros, Souza, M., Souza, R. e Pessanha, J. (2010), "The cost efficiency of the Brazilian electricity distribution utilities: a comparative study with DEA and SFA models." *Gestão & Produção*, Vol. 17(4), pp. 653-667.

rendimentos variáveis à escala, melhorando o desempenho face ao período anterior, conforme demonstrado abaixo.⁴²

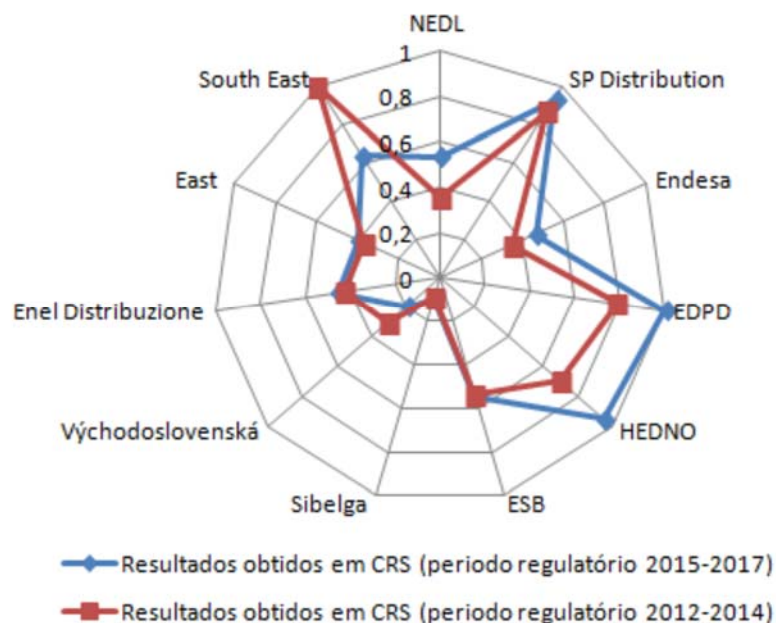
Quadro 3-9 - Sensibilidade do OPEX ao indutor quilómetros de rede

DEA Methodology: Km rede	CRS		VRS	
	Eficiência Técnica	Ranking	Eficiência Técnica	Ranking
NEDL (UK 2013)	0,536	7	0,602	9
SP Distribution (UK 2013)	0,933	3	1,000	1
WPD (South Wales 2013)	0,822	4	1,000	1
LPN (UK 2013)	0,355	11	0,424	12
Endesa (Spain 2013)	0,462	8	0,673	7
EDPD (PT 2013)	1,000	1	1,000	1
HEDNO (Greece 2013)	0,955	2	1,000	1
ESB (Ireland 2012)	0,546	6	0,551	10
Sibelga (Belgium 2013)	0,093	13	0,630	8
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,191	12	0,321	13
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,453	9	1,000	1
East (UK 2013)	0,401	10	0,487	11
South East (UK 2013)	0,643	5	0,719	6

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

⁴² A análise apresentada na Figura 1-15 refere-se ao modelo com rendimentos constantes à escala, uma vez que no período regulatório anterior não foram publicados os resultados do modelo com rendimentos variáveis à escala.

Figura 3-11 - Comparação da sensibilidade do OPEX ao indutor quilómetros de rede entre os estudos de 2011 e 2014 em CRS



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

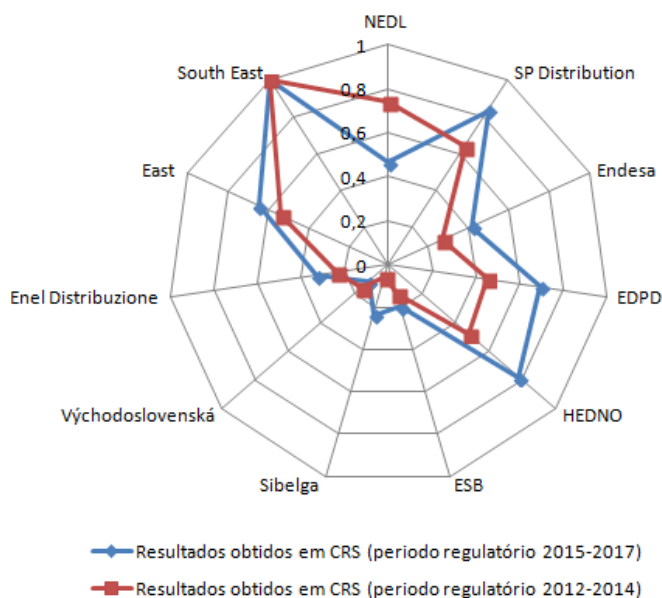
No caso do modelo que analisa o impacto individual do indutor número de clientes, a EDPD não se encontra na fronteira de eficiência, mas obtém um indicador de 86,4% no modelo com rendimentos variáveis à escala, teoricamente mais apropriado às características da amostra, e 69,6% no modelo com rendimentos constantes à escala, que compara com 45% obtido no período regulatório anterior. Assim, ao nível deste indutor, parece existir evidência no sentido de uma evolução favorável da EDPD.

Quadro 3-10 - Sensibilidade do OPEX ao indutor clientes

DEA Methodology: clientes	CRS		VRS	
	Eficiência Técnica	Ranking	Eficiência Técnica	Ranking
NEDL (UK 2013)	0,468	8	0,588	10
SP Distribution (UK 2013)	0,835	2	0,953	4
WPD (South Wales 2013)	0,658	5	1,000	1
LPN (UK 2013)	0,568	7	0,612	9
Endesa (Spain 2013)	0,418	9	0,876	5
EDPD (PT 2013)	0,696	4	0,864	6
HEDNO (Greece 2013)	0,781	3	1,000	1
ESB (Ireland 2012)	0,195	12	0,213	12
Sibelga (Belgium 2013)	0,238	11	0,630	8
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,119	13	0,321	11
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,327	10	1,000	1
East (UK 2013)	0,647	6	0,709	7
South East (UK 2013)	1,00	1	1,000	1

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Figura 3-12 - Comparação da sensibilidade do OPEX ao indutor clientes entre os estudos de 2011 e 2014 em CRS



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

A análise do impacto individual dos indutores de custo sugere que a EDPD estará na fronteira de eficiência para o indutor quilómetros de rede, mas está numa posição relativamente frágil para o indutor de custos energia elétrica distribuída. Como tal, importa analisar os resultados de um modelo DEA em que tal indutor é explicitamente considerado como *output* da atividade de distribuição. No entanto, atendendo ao elevado grau de correlação desta variável com os demais indutores de custo, torna-se pouco interessante considerar um modelo em que os três indutores de custo como *outputs*.

MODELO 3

Considerando a informação sobre a amostra disponível, pesquisaram-se na literatura alternativas de modelização que permitam incorporar o máximo de informação possível.

Neste sentido, construiu-se o modelo 3, em que são considerados como *outputs*, a energia distribuída e o número de clientes e como *inputs* os OPEX e a extensão da rede. Tal providencia robustez à análise conduzida no âmbito do presente documento.

O quadro seguinte reproduz os resultados do modelo 3, que apesar de todas as limitações inerentes à reduzida dimensão da amostra e ao tipo de informação financeira disponível, poderá vir a ser uma fonte de informação robusta para análise futura. Neste contexto, conforme se constata no Quadro 3-11, a EDPD não aparece tão bem posicionada.

Quadro 3-11 - Resultados do Modelo 3

DEA Methodology: MODELO 3	CRS	VRS
NEDL (UK 2013)	0,549	0,685
SP Distribution (UK 2013)	0,835	0,953
WPD (South Wales 2013)	0,832	1,000
LPN (UK 2013)	0,952	0,999
Endesa (Spain 2013)	0,558	1,000
EDPD (PT 2013)	0,696	0,870
HEDNO (Greece 2013)	0,781	1,000
ESB (Ireland 2012)	0,226	0,236
Sibelga (Belgium 2013)	1,000	1,000
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,320	0,473
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,443	1,000
East (UK 2013)	1,000	1,000
South East (UK 2013)	1,000	1,000
Mean	0,707	0,863

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

No âmbito do modelo 3, a EDPD obtém um nível de eficiência de 87% no modelo com rendimentos variáveis à escala (ou de 69,6% no caso do modelo de rendimentos constantes à escala).

Face aos resultados do exercício de *benchmarking* e atendendo à performance económico-financeira da empresa que, como refere Shuttleworth (2005), é um exercício fundamental no sentido de complementar a análise de eficiência para efeitos do estabelecimento de metas (de eficiência), no próximo período regulatório deveria, à luz do modelo 3, impor-se uma meta de eficiência à EDPD, embora haja espaço para definir um nível de ganhos de eficiência menos exigente do que no período regulatório anterior (atendendo aos ganhos de eficiência entretanto já materializados pela empresa).

NOVO MODELO 1 E NOVO MODELO 2

Tendo em conta o desconhecimento das particularidades do tipo de custos a que estão sujeitos os *peers* da EDPD, adicionou-se uma nova análise dos modelos 1 e 2. Estes modelos foram reestimados considerando como *proxy* dos inputs da EDPD os *inputs*⁴³ aceites para efeitos de regulação e recuperados pelas tarifas. Os resultados obtidos são os seguintes

⁴³ Designadamente os custos com reestruturação de efetivos ocorridos no passado e recuperados nas tarifas no ano em causa

Quadro 3-12 - Resultados do novo Modelo 1

DEA Methodology - Modelo 1	CRS	VRS
HEP-ODS (Croacia 2012)	1,000	1,000
NEDL (Northern Powergrid) (UK 2013)	0,068	0,100
SP Distribution (UK 2013)	0,121	0,142
WPD (South Wales 2013)	0,095	0,204
LPN (UK 2013)	0,082	0,083
Endesa (Spain 2013)	0,061	0,876
Fortum (Finland 2013)	0,033	0,206
EDA (PT 2013)	0,034	0,664
EEM (PT 2013)	0,029	0,497
EDPD (PT 2013)	0,087	0,863
HEDNO (Greece 2013)	0,113	1,000
ESB (Ireland 2012)	0,035	0,239
Sibelga (Belgium 2013)	0,034	0,128
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,017	0,065
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,047	1,000
East (UK 2013)	0,094	0,099
South East (UK 2013)	0,145	0,460
MEAN	0,123	0,449

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Este modelo é similar em termos de resultados aos que constam do Quadro 3-7. Recorrendo ao mesmo processo de seleção de observações, procede-se à reestimação do modelo 2 englobando uma amostra de 13 operadores. Os resultados constam no Quadro seguinte.

Quadro 3-13 - Resultados do novo Modelo 2

DEA Methodology: MODELO 2	CRS	VRS
NEDL (UK 2013)	0,570	0,605
SP Distribution (UK 2013)	1,000	1,000
WPD (South Wales 2013)	0,860	1,000
LPN (UK 2013)	0,568	0,612
Endesa (Spain 2013)	0,499	0,876
EDPD (PT 2013)	0,907	0,907
HEDNO (Greece 2013)	1,000	1,000
ESB (Ireland 2012)	0,571	0,573
Sibelga (Belgium 2013)	0,238	0,630
Východoslovenská (Slovakia 2013)	0,200	0,321
Enel Distribuzione (Italy 2013)	0,474	1,000
East (UK 2013)	0,647	0,709
South East (UK 2013)	1,000	1,000
MEAN	0,656	0,787

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Conforme se constata pela comparação entre o Quadro 3-13 e o Quadro 3-7, a EDPD perde cerca de 10 p.p. em termos de eficiência relativa quando se consideram o resultado do novo modelo 2, dado que os resultados indicam que a eficiência relativa da EDPD encontra-se nos 90%.

3.1.3.3 META DE EFICIÊNCIA E ÍNDICE DE MALMQUIST

Malmquist desenvolveu em 1953 um índice de quantidade para análise de consumo através de razões de distâncias. Este trabalho seminal acabou por ser, anos mais tarde, explorado por Färe et al. (1989) para mostrar como este índice poderia ser calculado usando um método de programação linear não paramétrico. O Índice de Malmquist (MPI) é, deste modo, um indicador da variação da Produtividade Total dos Fatores (PTF) de uma Decision Making Unit (DMU).

O Índice de Malmquist 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.

A metodologia DEA permite o cálculo destes efeitos.

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 escala⁴⁴; 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 software DEAP V2.1 de Tim Coelli.⁴⁵ Na análise desenvolvida, o momento t corresponde ao início do período regulatório anterior (utilizando informação dos distribuidores da amostra relativa a 2009/2010); enquanto o momento $t+1$ corresponde ao final desse período regulatório (utilizando informação dos distribuidores da amostra relativa a 2012/2013). Através do cálculo do Índice de Malmquist para este período, será assim possível obter uma proxy da evolução da PTF das empresas da amostra durante o período regulatório que agora termina e identificar os fatores que mais contribuíram para a referida evolução.

Note-se ainda que para efeitos do cálculo do Índice de Malmquist adotaram-se como outputs e input os considerados na primeira versão do modelo 2: número de clientes e quilómetros de rede, bem como o OPEX à paridade de poder de compra em USD, respetivamente.

Os resultados obtidos encontram-se sumariados no seguinte quadro:

⁴⁴ 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.

⁴⁵ Para um apoio na interpretação dos resultados ver pp.42 do documento "A guide to DEAP V.2.1" disponível em <http://www.owlnet.rice.edu/~econ380/DEAP.PDF>.

Quadro 3-14 - Decomposição do Índice de Malmquist no período regulatório: EDPD
(Pure Efficiency change effect, Scale effect e Technological change effect)

	Período Regulatório			Total Factor Productivity Change (PTF) effect
	Pure Technical Efficiency Change	Scale Efficiency Change	Technological Change	
EDPD [index]	1,000	1,225	1,013	1,240

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Considerando a informação da tabela anterior, verifica-se que o *pure technical efficiency change effect* da EDPD é 1,000 indicando que num modelo com rendimentos variáveis à escala, a empresa mantém o seu nível de eficiência técnica inalterado (o que é consistente com as conclusões do modelo 2 apresentado anteriormente, onde se verifica que quer no presente exercício de *benchmarking*, quer no exercício de *benchmarking* desenvolvido pela ERSE para o período regulatório anterior, a EDPD manteve o seu nível de eficiência relativo.

Adicionalmente, na medida em que a EDPD no período em análise regista um efeito eficiência escala de 22,5%, verifica-se uma melhoria da situação da empresa no que respeita à escala de operações.

Em resultado, desta situação, verifica-se que o *efficiency change effect* da EDPD (que incorpora o *pure technical efficiency effect* e o *scale efficiency effect*) ascende a 1,225. Tal significa que num modelo com rendimentos constantes à escala (tal como o descrito nos problemas de maximização anteriores) verifica-se um *catching up effect*. Este efeito pode verificar-se no contexto do modelo de rendimentos constantes à escala, onde se verifica efetivamente uma melhoria do nível de eficiência técnica de EDPD (cuja fonte é exclusivamente um efeito eficiência escala, segundo os resultados obtidos para o Índice de Malmquist).

Deve ainda sublinhar-se que, parte dos ganhos da PTF registados pela EDPD ficam a dever-se a progresso tecnológico, dado que a empresa regista um *frontier shift effect* de 1,3%.

Em síntese, no caso da EDPD os ganhos na PTF de 24% decompõe-se em ganhos de eficiência escala (22,5%) e ganhos decorrentes de progresso tecnológico (1,3%).

Analisando o impacto do progresso tecnológico (i.e. concentrando a análise exclusivamente no *frontier shift effect*) na amostra em estudo, verificamos que há situações muito diversas, com empresas a registarem variações neste efeito desde -2,1% até 9,3%, como se pode verificar na tabela seguinte.

Quadro 3-15 - Technological change effect (amostra do benchmarking)

	Frontier-Shift Effect ou Technological Change (%) [index]
NEDL	(2,6%)[1,026]
SP Distribution	(2,7%)[1,027]
WPD	(-2,1%)[0,979]
LPN	(9,7%)[1,097]
Endesa	(3,1%)[1,031]
EDP	(1,3%)[1,013]
HEDNO	(-0,2%)[0,998]
ESB	(1,7%)[1,017]
Sibelga	(3,5%)[1,035]
Východoslovenská	(1,7%)[1,017]
Enel Distribuzione	(1,1%)[1,011]
East	(9%)[1,09]
South East	(9,3%)[1,093]

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Face à informação da tabela anterior, caso a opção do regulador se fundamente exclusivamente no contributo teórico permitido pelo desdobramento do indicador, atendendo à situação da amostra de *peers* da EDPD, deve ter-se em consideração que, em termos médios, no período em análise a amostra de empresas registou ganhos de produtividade explicados pelo progresso tecnológico de 3,3%, fixando-se a mediana da amostra em 2,6%.

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 poderá estar próximo ou muito próximo do nível de eficiência, consoante o modelo considerado e iv) o valor mínimo da meta de eficiência poder-se-á situar entre 1,3%, relativamente ao progresso tecnológico decorrente da análise focada na EDP, e 2,6% equivalente à mediana da amostra considerada.

Contudo, como já foi referido pela ERSE no anterior período regulatório, muitos autores sublinham (Marie-Anne Plagnet (2006) ou Carrington, *et al* (2002)), que os resultados apurados pelas metodologias de benchmark 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 EDPD no sentido de diminuir os custos decorrente do progresso tecnológico e, por outro, a incentive a ir além desse esforço mínimo. Assim para o período 2015 a 2017 define-se uma meta de eficiência de 2,5%.

3.1.4 PARÂMETROS

Assim, para o período de regulação 2015-2017 consideram-se os seguintes parâmetros:

Quadro 3-16 - Variáveis definidas no período de regulação 2012-2014 e 2015-2017

	Período de regulação	
	2012/2014	2015/2017
Base de custos	Média custos reais 2009 e 2010	Custos reais 2013
Eficiência	3,5% ao ano	2,5% ao ano
Indutores de custo	Componente fixa - 20%	Componente fixa - 20%
	Energia distribuída - 40%	Energia distribuída - 40%
	Energia Injetada - 10%	Km de rede para AT/MT - 40%
	Número de clientes - 30%	Número de clientes para BT - 40%

Fonte: ERSE

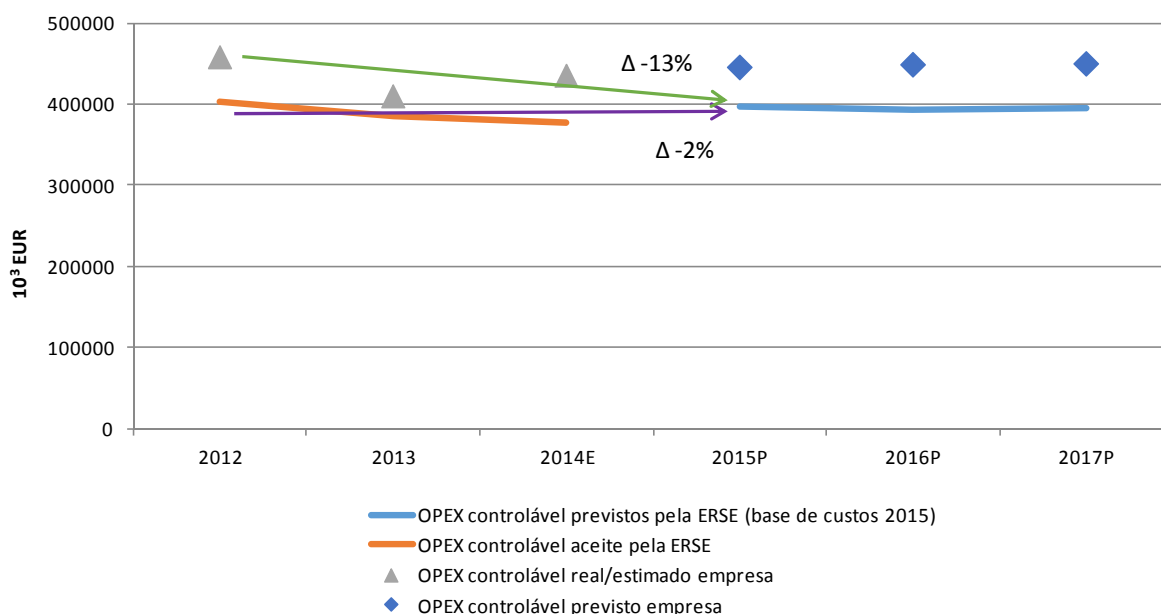
Quadro 3-17 - OPEX definido para 2015 e evolução para os restantes anos

	2 015	2 016	2 017
OPEX (10³ EUR)	396 706		
Fator de eficiência		2,5%	2,5%
Componente fixa (10³ EUR)	79 341		
AT/MT	24 337		
BT	55 004		
Componente variável - Energia (€/MWh)			
AT/MT	1,086		
BT	5,126		
Componente variável - Clientes (€/cliente)			
BT	18,139		
Componente variável - km rede (€/km)			
AT/MT	601,229		

Fonte: ERSE

Comparando o período regulatório anterior com o novo, conclui-se que a base de custos para 2015 é inferior em 2% à base de custos aceite pela ERSE em 2012 e 13% inferior ao custo real da empresa para aquele ano.

Figura 3-13 - Resultados obtido e previstos com a aplicação da metodologia de regulação



Fonte: ERSE, EDP

3.2 LIMITAÇÃO AO INVESTIMENTO EXCESSIVO

ENQUADRAMENTO

O mecanismo de limitação de investimento excessivo implementado no período de regulação 2012-2014 foi motivado pela alteração então introduzida na forma de regulação do CAPEX da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, que passou a basear-se em custos aceites. Desta forma, a ERSE pretendeu reduzir o risco da empresa tomar decisões de investimento por forma a aumentar as suas receitas reguladas e não de modo a responder à evolução da sua atividade (efeito identificado em 1962 por Harvey Averch e Leland Johnson). Este risco aumenta sempre que a taxa de remuneração dos ativos é superior ao custo de capital da empresa. Em situações de grande volatilidade nos mercados financeiros, como a vivida desde 2011, esta possibilidade não é despiciente, pelo que ERSE optou por introduzir a limitação ao investimento excessivo para minimizar este risco.

O mecanismo consiste em vincular a empresa ao nível de investimentos que se propõe efetuar no início de cada período regulatório, que por sua vez deverá igualmente refletir a evolução da atividade que se

perspetiva nesse momento. Caso o investimento ocorrido seja maior do que o inicialmente previsto para o período regulatório, a remuneração aplicada ao investimento em excesso e não justificado, será inferior ao custo de capital.

3.2.1 PARÂMETROS

Para o período de regulação 2015-2017, a ERSE decidiu manter a aplicação do mecanismo para os investimentos na rede de BT, retirando a sua aplicação aos investimentos em AT e MT. Esta decisão suporta-se no facto de para a rede em Alta e média tensão o ORD estar obrigado a elaborar de dois em dois anos, o plano de desenvolvimento e investimento na rede de distribuição, para um horizonte de 5 anos, de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º29/2006, de 15 de fevereiro, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e no Decreto -Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. Este exercício de planeamento deverá ter por base a caracterização técnica da rede e os cenários de procura e oferta previstos, em particular os considerados no Relatório de Monitorização de Segurança de Abastecimento mais recente. A ERSE, de acordo com os diplomas acima mencionados, deve promover a consulta pública do documento e elaborar parecer, tendo em conta as necessidades de investimento, a promoção da concorrência e a compatibilização com o plano de desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT). Neste contexto, a ERSE entende que este instrumento legal é suficiente para limitar o efeito Averch-Johnson, para os investimentos nas redes de AT e MT, mas pelo facto de não contemplar os investimentos nas redes de BT, justifica-se a continuidade do mecanismo de limitação de investimento excessivo neste nível de tensão.

Para o período regulatório 2015-2017, definiu-se como nível de investimento excessivo para as redes de BT, o montante de investimento que exceda em 25% o investimento proposto pela empresa para o período regulatório. Os ativos correspondentes ao investimento acima deste limite serão remunerados a uma taxa inferior em 1% à taxa aplicada ao restante ativo.

3.3 MECANISMO DE INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE

ENQUADRAMENTO

A atribuição de incentivos regulatórios para o desenvolvimento das “redes inteligentes”⁴⁶ é um dos vetores que pode potenciar novos comportamentos dos agentes do setor elétrico, em particular dos

⁴⁶ Tradução para português da definição de “rede inteligente” adotada pelo Conselho dos Reguladores Europeus de Energia (CEER) – “*Smart grid* 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

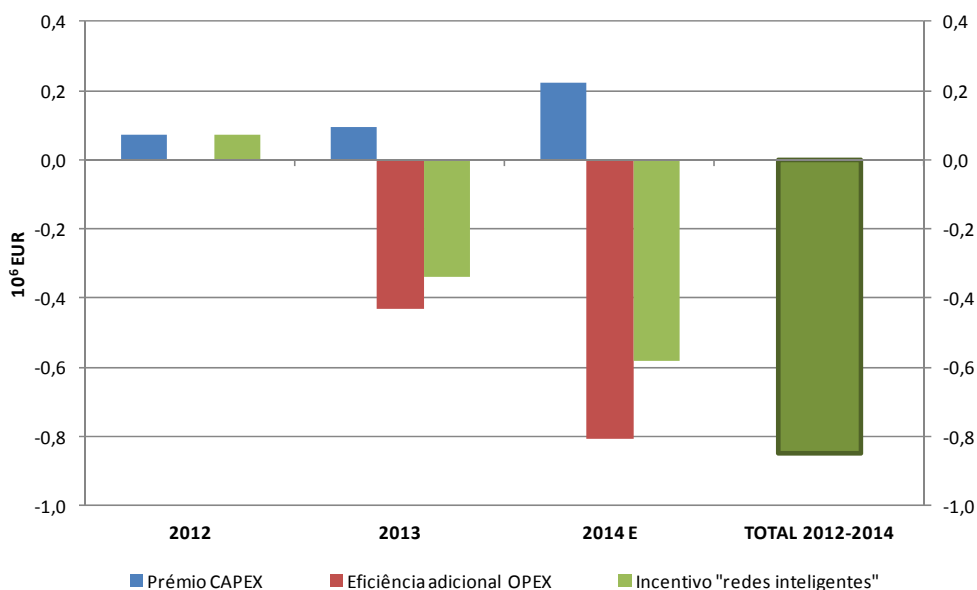
consumidores ligados às redes de distribuição. Por outro lado, antevê-se a possibilidade de criação de novos serviços no setor elétrico, suportados por este novo paradigma das redes de distribuição, que serão prestados por agentes com um comportamento dinâmico e sob uma gestão ativa dos operadores das 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 distribuída, a flexibilidade da procura, o carregamento massificado de veículos elétricos e a oferta de serviços de sistema ao nível da rede de distribuição.

O incentivo ao investimento em “redes inteligentes” foi introduzido no período de regulação 2012-2014 e inseria-se no contexto acima descrito. Este incentivo pretendia premiar o operador da rede de distribuição pela sua iniciativa de investimento em “redes inteligentes”, mediante um prémio na taxa de remuneração dos ativos correspondentes, que teria como contrapartida um acréscimo na meta de eficiência aplicada aos custos de exploração aceites para efeitos regulatórios. Para um determinado nível de investimento em “redes inteligentes”, pretendia-se que o incentivo fosse quase neutro para o consumidor.

Na calibração *ex-ante* deste incentivo foram usadas as previsões da EDP Distribuição no início do período regulatório 2012-2014. No entanto, com os dados disponíveis em 2014, verifica-se que o ritmo de implementação dos investimentos em “redes inteligentes” não atingiu os níveis previstos pela empresa em 2011, o que levou a um desalinhamento dos objetivos do incentivo. Devido ao diferencial entre o nível de investimento previsto e o realizado e aceite pela ERSE, os ganhos da empresa com o prémio na taxa de remuneração serão inferiores à redução dos proveitos resultante da eficiência adicional exigida no OPEX, cujo parâmetro foi fixado no início do período regulatório e se manteve inalterado até 2014. A figura seguinte ilustra o resultado da aplicação do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” no período regulatório 2012-2014.

perdas, elevados níveis de segurança para pessoas e bens, elevados níveis de qualidade de serviço e de segurança de abastecimento”.

Figura 3-14 - Aplicação do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” de 2012 a 2014



Fonte: ERSE, EDP

PROPOSTA DE ALTERAÇÃO DO INCENTIVO

Com este incentivo, a ERSE pretende estimular o operador da rede de distribuição a investir nas redes de distribuição no âmbito do conceito de “rede inteligente”, sendo também elegíveis projetos piloto. Através destes investimentos, serão expectáveis reduções de custos de OPEX da empresa, bem como outros benefícios que extravasam a empresa, tais como, reduções de perdas e melhoria na qualidade de serviço das redes de distribuição. Além destes aspetos, existem outros benefícios que se constituirão como ganhos para outros agentes do setor elétrico.

Pelo primeiro motivo, optou-se por definir princípios orientadores e critérios com vista à mensuração, não só dos benefícios esperados, mas igualmente daqueles que efetivamente são alcançados. Quanto ao segundo motivo, a ERSE optou por considerar um horizonte de análise dos benefícios associados a este tipo de investimentos superior a um período regulatório, sendo o incentivo válido para cada projeto por 6 anos, o que corresponde também ao período que a empresa disporá para demonstrar os benefícios mensuráveis resultantes do investimento.

É ainda objetivo deste incentivo, que o operador da rede de distribuição disponibilize informação sobre os projetos à ERSE, que a deverá analisar, divulgando aos restantes agentes do setor os resultados obtidos com a aplicação do incentivo.

Com vista à simplificação da regulação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no cálculo de proveitos permitidos desta atividade deixará de haver separação dos ativos entre “rede convencional” e “rede inteligente”, sendo também eliminado o fator de eficiência adicional aplicado à base de custos de

exploração desta atividade. O incentivo ao investimento em “redes inteligentes” aparecerá como uma nova parcela na formulação dos proveitos desta atividade no ano t , que incorporará cálculos efetuados com base em benefícios previstos. Adicionalmente, a formulação dos ajustamentos do ano $t-2$ a repercutir nos proveitos do ano t , incorpora o cálculo do incentivo baseado nos benefícios demonstrados, após a prestação de informação pela empresa neste âmbito e atendendo aos parâmetros do incentivo definidos para o período regulatório.

O procedimento para a obtenção do incentivo para cada projeto corresponde às seguintes fases:

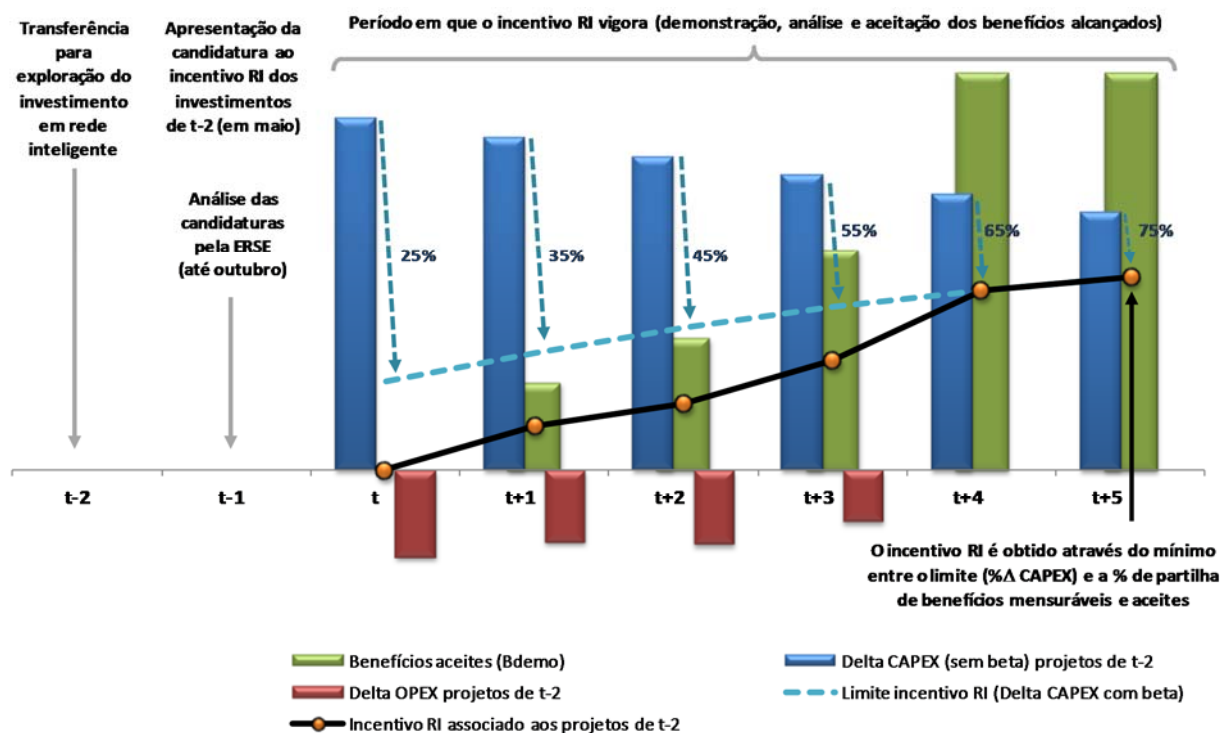
- Apresentação de uma candidatura pela empresa, que deverá explicitar os contributos do projeto em cada um dos critérios definidos pela ERSE e incluir a informação económica sobre o mesmo. Deverão ser incluídos, em particular, o valor do investimento a custos totais, a taxa média de amortização destes ativos 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, ou seja, conjuntamente com a informação real auditada para efeitos de regulação (referente ao ano $t-2$);
- 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. A ERSE deverá divulgar os resultados das candidaturas de investimentos em “rede inteligente” e projetos piloto transferidos para exploração no ano $t-2$ aquando da fixação de tarifas para o ano t , indicando a sua elegibilidade para obtenção do incentivo;
- Demonstração e quantificação pela empresa dos benefícios efetivamente alcançados com o projeto 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, os benefícios associados aos investimentos em redes inteligentes são previstos no momento da candidatura e são posteriormente confirmados pelo operador da rede de distribuição a cada dois anos, durante os 6 anos em que vigora o incentivo. Esta análise bienal subentende uma repartição dos ganhos por cada ano, o que permitirá o ajustamento definitivo do seu valor.

Após a aceitação de cada projeto pela ERSE para efeitos de aplicação deste incentivo, o mesmo irá concretizar-se quando a empresa demonstrar, e a ERSE aceitar, os benefícios mensuráveis que se associam ao projeto, que corresponderão não só aos ganhos de eficiência no OPEX da empresa, mas também às externalidades positivas para o SEN que dele decorrem. Nesta situação, que terá de ocorrer no período de 6 anos em que o incentivo é válido, a empresa receberá em sede de proveitos uma parcela destes benefícios. Esta parcela está contudo sujeita a um limite, que corresponde a uma percentagem do valor equivalente ao adicional de CAPEX resultante do prémio na remuneração de “redes inteligentes”. A referida percentagem cresce em cada ano do período de vigência do incentivo, de modo a compensar a redução do ativo líquido do projeto e também por se esperar que com o passar do tempo o conhecimento sobre o projeto aumente, facilitando a demonstração dos benefícios.

A Figura 3-15 ilustra de forma cronológica as várias fases processuais para a obtenção do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” e de forma gráfica o modo de cálculo do incentivo para um exemplo de projeto, que se descreve sucintamente:

- 1) O projeto deste exemplo foi transferido para exploração no ano t-2 e efetuou a candidatura ao incentivo em t-1 (juntamente com as contas reguladas auditadas do ano t-2), a qual foi aceite pela ERSE, ou seja, o projeto tornou-se elegível para obter o incentivo;
- 2) Com a aceitação do projeto são definidos o valor equivalente do acréscimo de CAPEX, os limites do incentivo para os 6 anos em que vigorará para este projeto, tendo por base o valor do investimento, a taxa média de amortização e o parâmetro β do incentivo. De igual modo, nesta fase os benefícios previstos pela empresa permitem fazer uma previsão do valor do incentivo;
- 3) Para o ano t, não foram apresentados benefícios associados ao projeto;
- 4) Nos anos t+1, t+2 e t+3 a empresa apresentou benefícios associados ao projeto, cujo valor, após a aplicação a partilha entre empresa e consumidores, não originou a atuação do limite do incentivo referido no ponto 2;
- 5) Nos anos t+4 e t+5 os benefícios associados ao projeto cresceram substancialmente, o que originou a atuação do limite do incentivo referido no ponto 2.

Figura 3-15 - Conção do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” para o período regulatório 2015-2017, por projeto



Fonte: ERSE

Em sede de Regulamento Tarifário, o valor do incentivo ao investimento em “redes inteligentes” será determinado através de uma parcela, incluída na formulação dos proveitos da atividade de DEE do ano t.

O cálculo deste incentivo é efetuado de acordo com a seguinte expressão, que prevê a sua repartição por níveis de tensão na proporção da energia fornecida:

$$RI_{URD,j,t} = C_{j,t} \times \sum_{k=1}^{N_{RI}} (\Delta CAPEX_{RI,k,t} - \Delta OPEX_{RI,k,t}) \quad (1)$$

em que:

$RI_{URD,j,t}$ Incentivo ao investimento em rede inteligente no ano t alocado ao nível de tensão j

t Ano de cálculo de tarifas

j Níveis de tensão j=1, para AT e MT e j=2, para BT

$\Delta CAPEX_{RI,k,t}$ Valor equivalente do acréscimo do custo com capital permitido no ano t, associado aos ativos do projeto k aceite como rede inteligente pela ERSE, determinado nos termos do número 2

$\Delta OPEX_{RI,k,t}$ Valor equivalente do decréscimo dos custos de exploração do operador da rede de distribuição no ano t, associado ao projeto k aceite como rede inteligente pela ERSE, determinado nos termos do número 3

k Índice atribuído aos projetos aceites pela ERSE como rede inteligente

$C_{j,t}$ Variável de alocação do incentivo ao nível de tensão j, no ano t, proporcional aos fornecimentos por nível de tensão

N_{RI} Número total de projetos em rede inteligente aceites pela ERSE.

Na expressão anterior, o valor equivalente do acréscimo do custo com capital permitido no ano t, associado ao projeto k aceite como rede inteligente pela ERSE obtém-se por:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta CAPEX_{RI,k,t} = \beta_{RI,k,t} \times \Delta r_{RI,t} \times Inv_{RI,k} \times [1 - (t - t_{exp,k} - 2) \times TxAm_{RI,k}] \\ 2 \leq t - t_{exp,k} \leq T_{RI} + 1 \end{array} \right. \quad (2)$$

em que:

$\Delta CAPEX_{RI,k,t}$	Valor equivalente do acréscimo do custo com capital permitido no ano t, associado aos ativos do projeto k aceite como rede inteligente pela ERSE
t	Ano de cálculo de tarifas
$t_{exp,k}$	Ano de entrada em exploração do projeto k
k	Índice do projeto aceite pela ERSE como rede inteligente
$\beta_{RI, k, t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, para limitação do valor equivalente do acréscimo do custo com capital no ano t, associado ao projeto k
$\Delta r_{RI,t}$	Valor equivalente do acréscimo da taxa de remuneração para projetos aceites como rede inteligente
$Inv_{RI,k}$	Valor do investimento do projeto k afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, aceite pela ERSE como rede inteligente e transferido para exploração no ano $t_{exp,k}$
T_{RI}	Parâmetro, a definir pela ERSE, que indica o período de vigência do incentivo ao investimento em rede inteligente por projeto
$TxAm_{RI,k}$	Taxa média de amortização do projeto k aceite pela ERSE como rede inteligente

O valor equivalente do decréscimo dos custos de exploração do operador da rede de distribuição associado a um projeto aceite como rede inteligente é determinado de acordo com a seguinte expressão:

$$\Delta OPEX_{RI, k, t} = \begin{cases} \Delta CAPEX_{RI, k, t} - \alpha_{RI, t} \times B_{demo_{k,t}} & , \text{ se } 0 < \alpha_{RI, t} \times B_{demo_{k,t}} \leq \Delta CAPEX_{RI, k, t} \\ 0 & , \text{ se } \alpha_{RI, t} \times B_{demo_{k,t}} > \Delta CAPEX_{RI, k, t} \end{cases} \quad (3)$$

em que:

$\Delta OPEX_{RI, k, t}$	Valor equivalente do decréscimo dos custos de exploração do operador da rede de distribuição no ano t, associado ao projeto k aceite como rede inteligente pela ERSE
t	Ano de cálculo de tarifas
k	Índice do projeto aceite pela ERSE como rede inteligente

$\Delta\text{CAPEX}_{\text{RI}, k, t}$	Valor equivalente do acréscimo do custo com capital permitido no ano t, associado aos ativos do projeto k aceite como rede inteligente pela ERSE, determinado nos termos do número 2
$\alpha_{\text{RI}, t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE
$B_{\text{demo}, k, t}$	Valor dos benefícios reais associados ao projeto k, na ótica do Sistema Elétrico Nacional, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE para efeitos de cálculo do incentivo no ano t

Sobre a conceção proposta para este incentivo, importa ainda referir que o risco na ótica da empresa é nulo e, em simultâneo, garante-se que o custo para os consumidores associado ao incentivo torna-se definitivo após a comprovação dos benefícios alcançados, sendo eles próprios os principais beneficiários.

Adicionalmente, no âmbito do incentivo ao investimento em “rede inteligente”, será permitido à empresa a apresentação em separado de custos associados à demonstração dos benefícios deste tipo de investimentos, os quais não serão considerados na análise da eficiência de custos de exploração. Estes custos serão aceites até um limite percentual do valor de investimento dos projetos em “rede inteligente”, a definir pela ERSE.

Finalmente, de modo a garantir que os projetos tenham uma dimensão mínima eficiente serão preferencialmente aceites projetos cujo valor entrado em exploração seja maior ou igual a 2,5% do valor do investimento.

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, se possível com uma quantificação previsional, incluindo a sua distribuição temporal, com demonstração dos resultados obtidos relativos ao 1.º ano de execução do projeto.

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”⁴⁷;
- 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;
- Explorem 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;
- Reduzam os impactos ambientais da construção ou exploração das redes.

⁴⁷ Ver nota de rodapé 47.

Como já referido anteriormente, a concretização da candidatura de cada projeto ao incentivo ao investimento em “rede inteligente” será feita no final do 1.º ano de execução do mesmo. 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 ganhos mensuráveis e de possível monitorização, associados a pelo menos um dos seguintes indicadores:

- Perdas na rede de distribuição;
- Qualidade de serviço;
- Adiamiento de investimentos nas redes;
- Outras externalidades, a identificar e valorizar.

A análise e aprovação das candidaturas serão feitas pela ERSE, com base na informação que lhe for enviada pelo ORD em maio do 2.º ano de execução do projeto, relativa ao ano imediatamente anterior.

Na avaliação dos projetos candidatos, para além da verificação de que são respeitados os critérios de seleção apresentados e é satisfeita a dimensão indicativa em termos de volume de investimento, 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, de dois em dois anos, os benefícios reais associados aos indicadores acima referidos, os quais serão sujeitos a validação pela ERSE. Esta avaliação dos ganhos efetivos (externalidades positivas) gerados por cada projeto, realizada na ótica do Sistema Elétrico Nacional, 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.

Conforme se observou no período regulatório anterior, os contadores inteligentes, as infraestruturas de comunicação e os sistemas de informação associados, constituíam uma parte significativa do investimento em “redes inteligentes” proposto pelo operador da rede de distribuição. No pressuposto de que este tipo de investimentos continuará a ser proposto pela empresa como “rede inteligente”, a decisão que vier a ser tomada pelo Governo para o *roll out* da instalação de contadores inteligentes terá um impacto importante no resultado de aplicação deste incentivo. Neste contexto, importa referir que, na medida em que estes equipamentos possam ser massificados a todo o universo de consumidores, por serem o *standard*, a ERSE entende que nesta situação os mesmos deverão continuar a beneficiar de um prémio regulatório, mas quando se limitem a áreas piloto.

3.3.1 PARÂMETROS

Na ótica da empresa, ou seja dos proveitos que lhe serão permitidos, este incentivo tem como condição inicial um valor baseado em benefícios previsionais e torna-se definitivo se a empresa demonstrar a efetivação destes benefícios resultantes dos investimentos inteligentes. Por outro lado, com a formulação proposta, o incentivo não poderá assumir um valor negativo.

Além disso, deixam de ser considerados valores previsionais de ativos em “redes inteligentes”, sendo os mesmos incorporados numa única base de ativos, o que se configura como uma simplificação da regulação face ao que aconteceu no período regulatório 2012-2014, em que os ativos foram separados entre “rede convencional” e “rede inteligente”.

Nesta nova conceção, o valor do incentivo surge como uma nova parcela de proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, que tem paralelo com a conceção anterior do incentivo, por corresponder ao resultado líquido entre um ganho de CAPEX, associado ao prémio na remuneração para este tipo de ativos, e a eficiência adicional de OPEX, associada às “redes inteligentes”.

Em súpula, assinalam-se as seguintes características do incentivo ao investimento em redes inteligentes para o período regulatório 2015-2017:

- A avaliação de benefícios resultantes deste tipo de investimentos e o seu impacto no cálculo do incentivo passou a ter um âmbito que extravasa os ganhos de eficiência operacional da empresa, passando a incorporar as externalidades positivas na perspetiva global do Sistema Elétrico Nacional.
- Pelo facto de ser um incentivo *ex post*, que se baseia em valores ocorridos do investimento e na demonstração dos benefícios, a ERSE entende que o risco de implementação foi substancialmente reduzido face à versão anterior do incentivo, sendo o resultado líquido da sua aplicação igual ou superior a zero.
- Com as novas regras para este incentivo a ERSE procurou balancear as perspetivas da empresa e dos consumidores, efetuando uma repartição de benefícios que é tendencialmente simétrica. A necessidade acrescida de prestação de informação pela empresa à ERSE, designadamente a demonstração dos benefícios, é compensada pela aceitação fora da base de custos dos montantes utilizados na realização de estudos, até determinado limite;
- Introduziram-se princípios para a avaliação de investimentos em redes inteligentes e sua aceitação pelo regulador;
- Permitiu-se um intervalo de tempo mais alargado para a concretização dos benefícios e limitou-se o período de vigência do incentivo;

Assim, atendendo à formulação acima apresentada 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 2015-2017 são resumidos no quadro seguinte.

Quadro 3-18 - Parâmetros do mecanismo de incentivo ao investimento em “redes inteligentes”

	2015	2016	2017
Parâmetro de partilha dos benefícios dos projetos em "rede inteligente" (α_{RI})	50%	50%	50%
Parâmetro para limitação do valor equivalente do Δ CAPEX permitido por projeto (β_{RI})	25%+10pp/ano	25%+10pp/ano	25%+10pp/ano
Valor equivalente do acréscimo da taxa de remuneração para "rede inteligente" (Δr_{RI})	1,00%	1,00%	1,00%
Período de vigência do incentivo por projeto (T_{RI})	6 anos	6 anos	6 anos

Fonte: ERSE

Além destes parâmetros, deverão ainda considerar-se os seguintes limites:

- Limitação dos custos aceites na realização de estudos de demonstração de benefícios dos projetos em “rede inteligente”, que se fixa em 0,25% do montante de investimentos em “rede inteligente” transferidos para exploração em cada ano;
- Dimensão mínima do valor dos projetos candidatos a “rede inteligente”, que se fixa em 2,5% do investimento anual da atividade de Distribuição Energia Elétrica.

No âmbito deste incentivo, a ERSE decidiu também que os investimentos em “rede inteligente” transferidos para exploração no período regulatório 2012-2014 são elegíveis para demonstrar os benefícios reais para o Sistema Elétrico Nacional e obtenção dos montantes de incentivo calculados nesta nova conceção por um período de 6 anos, após a sua transferência para exploração.

3.4 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.

3.4.1 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 em vigor no período regulatório anterior, revendo os valores dos parâmetros, nomeadamente:

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

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

- A evolução recente das perdas reais verificadas nas redes de distribuição, com valores crescentes em 2012 e em 2013 e uma inversão de tendência prevista pelo operador da RND para 2014 (10,66%).
- Os estudos nacionais e internacionais efetuados no âmbito do impacto da produção distribuída, designadamente a comparação entre os níveis de perdas nas redes de distribuição em diversos países europeus.
- O acompanhamento da execução do plano, no que respeita à implementação de equipamentos de medição nas fronteiras entre os diferentes níveis de tensão, nomeadamente nas saídas de iluminação pública e nos postos de transformação, com vista a um apuramento mais detalhado do valor de perdas nas redes de distribuição.

Neste sentido, e tendo em conta a informação referida no parágrafo anterior, a ERSE decidiu:

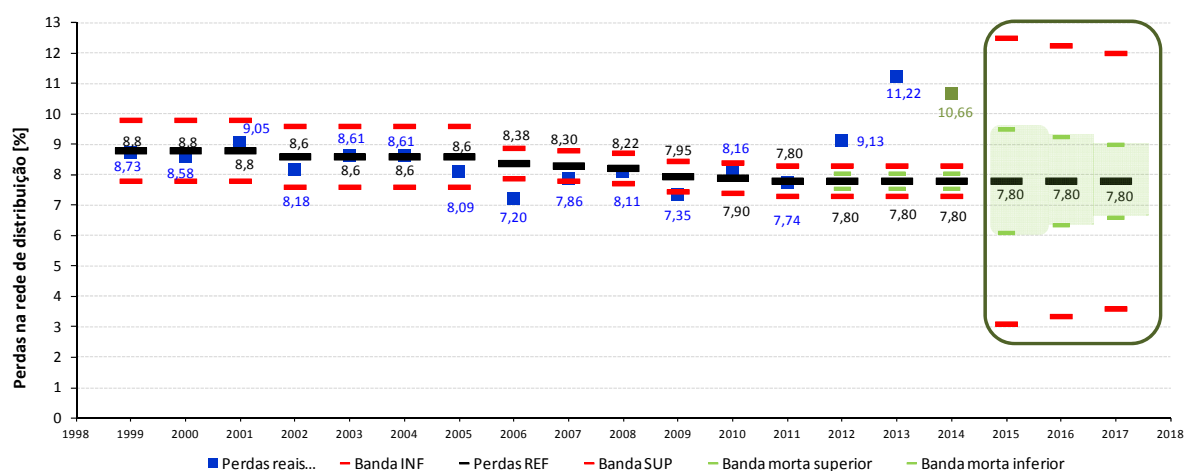
- Manter inalterado para o período regulatório 2015-2017, face ao período regulatório anterior, o valor das perdas de referência, fixado em 7,80%.
- Estabelecer, para o período regulatório 2015-2017, que o parâmetro de valorização unitária das perdas, V_p , será calculado anualmente, correspondendo a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

coincidirá, nos três anos, com o valor proposto pelo operador da RND para as perdas de referência.

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

A Figura 3-16 ilustra a evolução dos parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, destacando-se os parâmetros em vigor para o período regulatório 2015-2017.

Figura 3-16 - Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo, incluindo os valores propostos para o período regulatório 2015-2017



Fonte: ERSE, EDP

O Quadro 3-19 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017.

Quadro 3-19 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017

	2015	2016	2017
Valor das perdas de referência (%)	7,80	7,80	7,80
Valor de ΔZ (%)	1,70	1,45	1,20
Valor de ΔP (%)	4,70	4,45	4,20

Fonte: ERSE

Quadro 3-20 - Concretização dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2015-2017

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

Fonte: ERSE

3.5 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 procedimento foi objeto de recente alteração, já aprovada pela ERSE, aguardando a publicação das referidas alterações em Diário da República.

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.

O primeiro objetivo é prosseguido através da designada “Componente 1” do presente mecanismo, enquanto o segundo objetivo é atingido por intermédio da designada “Componente 2” do presente mecanismo.

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

$$RQS_{URD,MT,t-2} = RQS1_{MT,t-2} + RQS2_{MT,t-2} \quad (4)$$

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.

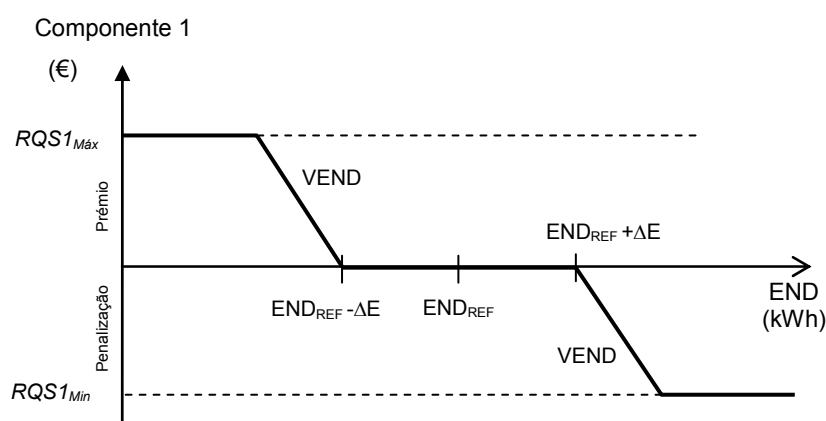
$RQS1_{MT,t-2}$ Valor da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

$RQS2_{MT,t-2}$ 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.

3.5.1 PARÂMETROS DA COMPONENTE 1

A Figura 3-17 apresenta graficamente o modelo da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 3-17 - Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Fonte: ERSE

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 corresponde ao valor limite de $RQS1^{máx}$.
- 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 corresponderá ao valor limite de $RQS1^{mín}$.

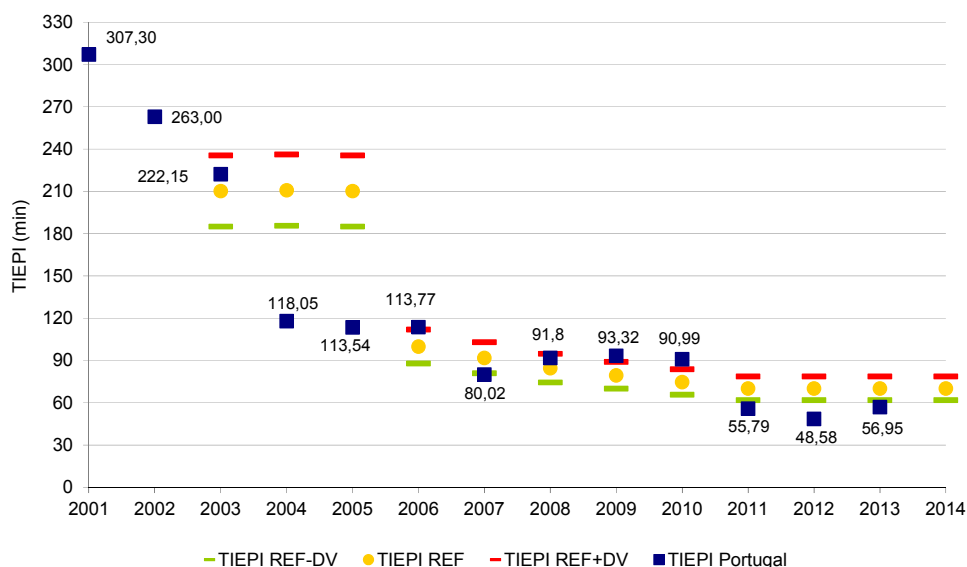
É importante referir que, para o cálculo do valor da END, se consideram as interrupções acidentais relativas à totalidade dos incidentes, excluindo aqueles com origem em razões de segurança, em interrupções com origem na RNT e em incidentes classificados como eventos excepcionais.

RESULTADOS OBTIDOS

O incentivo à melhoria da qualidade de serviço que tem vindo a ser aplicado desde 2003 apenas incluía a atualmente designada componente 1. A Figura 3-18 apresenta a evolução do indicador TIEPI⁴⁸ 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.

⁴⁸ $TIEPI=(END/ED)*T$ sendo: END – Energia Não Distribuída ao longo do ano (MWh), ED – Energia Distribuída ao longo do ano (MWh), T – Número de horas do ano.

Figura 3-18 - 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 3-19.

Figura 3-19 - Valores do incentivo à melhoria da qualidade de serviço de 2003 a 2013



Fonte: ERSE

Ao longo deste período verificou-se uma diminuição de 74% 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, 11,2 milhões euros, resultante de penalidades da ordem dos -1,7 milhões de euros e prémios de 12,9 milhões de euros.

PARÂMETROS DA COMPONENTE 1 PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

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 [CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply⁴⁹].

Neste sentido, e atendendo a que o nível de continuidade de serviço já atingido em Portugal não se deverá deteriorar, a ERSE optou pela manutenção para os três anos do próximo período regulatório, 2015-2017, dos valores de END_{REF} em vigor no período regulatório 2012-2014.

Os valores de END_{REF} propostos para o período de regulação de 2015-2017 são os apresentados no Quadro 3-21.

Quadro 3-21 - Determinação dos valores de END_{REF} propostos para o período de regulação de 2015-2017

Ano	T (min)	$TIEPI_{REF} - \Delta V_{TIEPI}$	$TIEPI_{REF}$	$TIEPI_{REF} + \Delta V_{TIEPI}$	$C = TIEPI_{REF} / T$	Parâmetro END_{REF}
2015	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2015} = 70,21$	78,63	0,000134	$END_{REF2015} = 0,000134 \times ED$
2016	527040	61,78	$TIEPI_{REF\ 2016} = 70,21$	78,63	0,000133	$END_{REF2016} = 0,000133 \times ED$
2017	525600	61,78	$TIEPI_{REF\ 2017} = 70,21$	78,63	0,000134	$END_{REF2017} = 0,000134 \times ED$

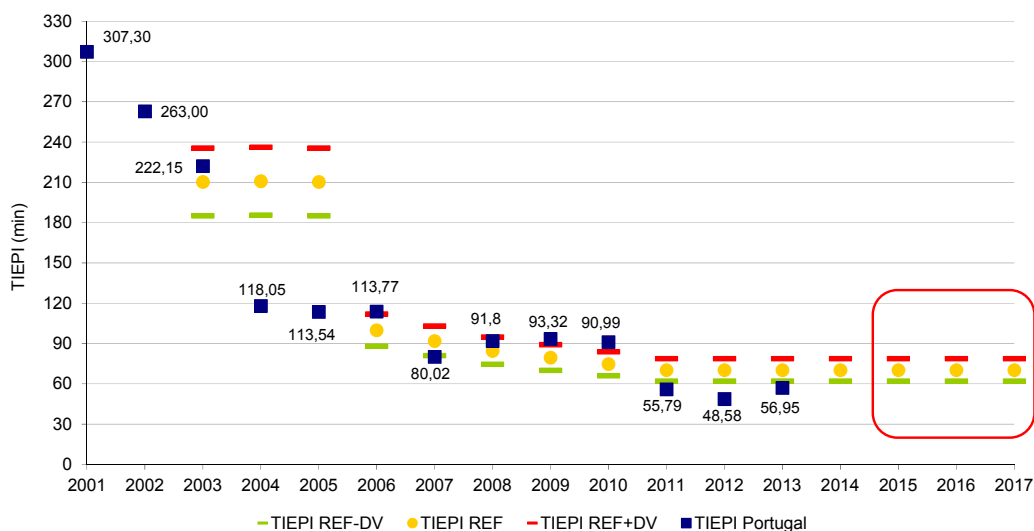
Nota: Dado que de acordo com o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, a END_{REF} é definida como uma percentagem da ED, $END_{REF} = C \times ED$, e que o valor de END é determinado com base no valor do TIEPI e da ED, $END = (TIEPI / T) \times ED$, então o valor de referência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

Fonte: ERSE

A Figura 3-20 permite visualizar a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

⁴⁹ http://www.ceer.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_PUBLICATIONS/CEER_PAPERS/Electricity/Tab3/C13-EQS-57-03_BR5.1_19-Dec-2013_updated-Feb-2014.pdf

Figura 3-20 - Valores de TIEPI para o período regulatório de 2015-2017



Fonte: EDP, ERSE

Refira-se ainda que, tendo em conta que o VEND (1,50 €/kWh) nunca foi atualizado desde a entrada em vigor do incentivo, a ERSE considerou a necessidade de introduzir uma atualização neste valor, no sentido de melhor refletir o impacto económico das interrupções de fornecimento de energia elétrica. Para o efeito, foi considerada a proposta apresentada pela EDP Distribuição de atualização do VEND para 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, 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 3-22 são apresentados os valores dos parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2015-2017.

Quadro 3-22 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2015-2017

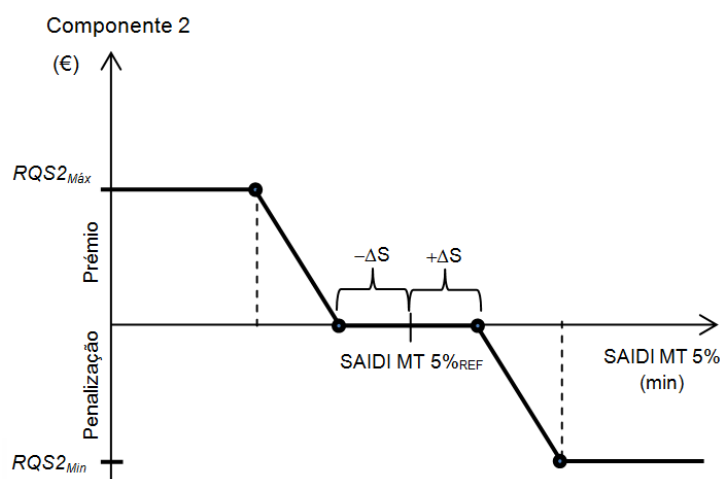
Parâmetro	ERSE
$END_{REF\ 2015}$	$0,000134 \times ED$
$END_{REF\ 2016}$	$0,000133 \times ED$
$END_{REF\ 2017}$	$0,000134 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	3,0 €/kWh
$ RQS1_{m\acute{a}x} = RQS1_{m\acute{i}n} $	4 000 000 €

Fonte: ERSE

3.5.2 PARÂMETROS DA COMPONENTE 2

A Figura 3-21 apresenta graficamente o modelo da componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Figura 3-21- Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Parâmetros:

- SAIDI MT 5%_{REF}: SAIDI MT 5% de referência (min).
- ΔS : Valor de variação do SAIDI MT 5%_{REF} (min).
- V SAIDI MT: Valorização do SAIDI MT 5% (€/min).
- $RQS2_{m\acute{a}x}$: Valor máximo do prémio (€).
- $RQS2_{m\acute{i}n}$: Valor máximo da penalidade (€).

Fonte: ERSE

A figura anterior traduz o modo de atuação do mecanismo:

- Para valores de SAIDI MT 5% dentro do intervalo [SAIDI MT 5%REF - Δ S, SAIDI MT 5%REF+ Δ S] 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- Δ S, o incentivo assume valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica afetado até ao valor limite de RQS2máx, correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.
- Para valores de SAIDI MT 5% superiores a SAIDI MT 5%REF+ Δ S, o incentivo assume valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica afetado até ao valor limite de RQS2mín, correspondendo a uma diminuição nos proveitos permitidos.

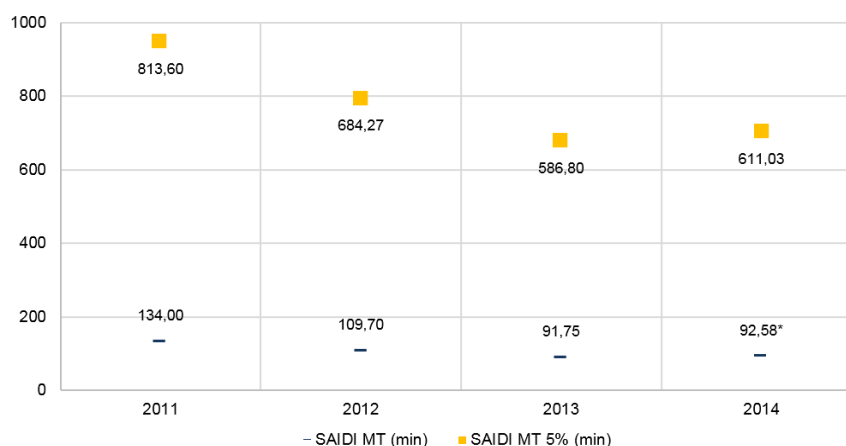
No âmbito do período regulatório de 2015-2017, o operador da rede de distribuição em AT/MT disponibilizou dados dos últimos cinco anos (2009-2013) do indicador SAIDI MT relativo ao conjunto dos 5% piores Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT.

Para efeitos da componente 2 do mecanismo, a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos é avaliada com base na média deslizante dos últimos três anos do indicador SAIDI MT dos 5% piores Postos de Transformação em MT.

ANÁLISE DE DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS

A Figura 3-22 apresenta a evolução do indicador da média deslizante SAIDI MT e SAIDI MT 5% para os anos de 2011 a 2014.

Figura 3-22 - Evolução do indicador da média deslizante SAIDI MT e do SAIDI MT 5%

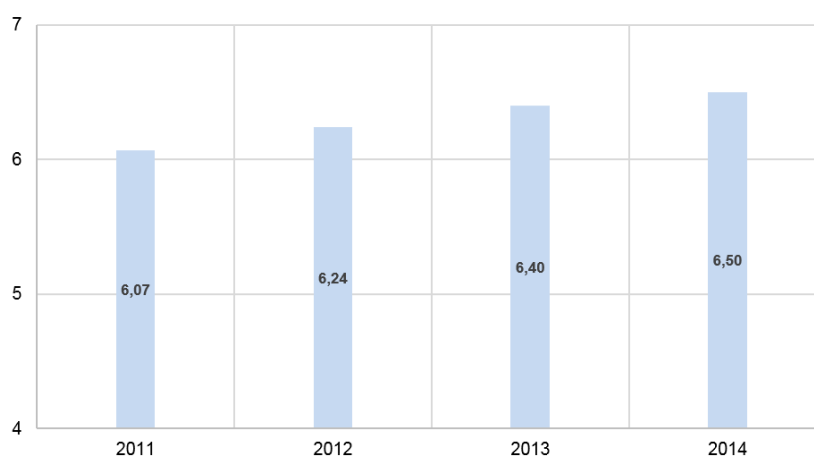


* Média deslizante considerando que em 2014 um SAIDI MT igual a 100 min.

Fonte: ERSE, EDP

Ao longo dos três primeiros anos verificou-se uma diminuição dos valores da média deslizante do SAIDI MT e do SAIDI MT 5% devido à ocorrência de anos com condições atmosféricas favoráveis ao desempenho da rede. Em 2014, como resultado da previsão de um valor do SAIDI MT da ordem dos 100 minutos, verifica-se um aumento do valor da média deslizante do SAIDI MT e do SAIDI MT 5%. Pela análise à Figura 3-22, obtém-se a razão entre a média deslizante do SAIDI MT 5% e do SAIDI MT cuja evolução é apresentada na Figura 3-23.

Figura 3-23 - Evolução da razão entre a média deslizante do SAIDI MT 5% e do SAIDI MT



Fonte: ERSE, EDP

Verifica-se na Figura 3-23 um aumento da razão entre a média deslizante do SAIDI MT 5% e do SAIDI MT ao longo dos anos, pelo que, no período regulatório de 2015-2017, o objetivo da aplicação da componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço é inverter esta tendência de crescimento. Assim, a ERSE propõe para os anos 2015, 2016 e 2017 valores da razão entre a média deslizante do SAIDI MT 5% e do SAIDI MT de 6,5, 6,2 e 5,9, respetivamente.

PARÂMETROS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2015-2017

No Quadro 3-23 são apresentados os parâmetros da componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2015-2017.

Quadro 3-23 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço

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

Fonte: ERSE

4 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 2015-2017, 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 5.

4.1 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 produzida (AGS) e por energia distribuída (DEE) nas duas Regiões Autónomas, tendo verificado que apresentavam alguma discrepância. Desta forma, à semelhança do procedimento já utilizado no período regulatório 2012-2014 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 si⁵⁰. Para o efeito, foram considerados:

⁵⁰ 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, para uma idêntica quantidade de energia distribuída pois incorre num custo unitário por energia distribuída substancialmente inferior.

Na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:

- Os custos unitários por energia produzida de cada uma das empresas;
- Multiplicados por idênticas quantidades de energia produzida.

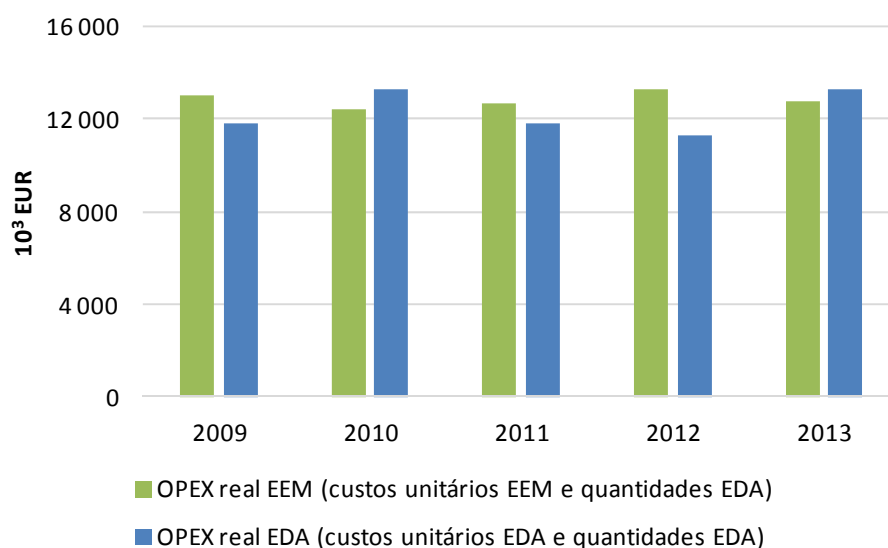
Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica:

- Os custos unitários por energia distribuída de cada uma das empresas;
- Multiplicados por idênticas quantidades de energia distribuída líquida de depreciações.

AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A Figura 4-1 compara o OPEX real, líquido de custos de conservação de de manutenção de equipamentos produtivos, para o período 2009 a 2013, último ano com contas reais e auditadas das empresas EDA e EEM, utilizando como referencial a energia produzida pela EDA nesse período.

Figura 4-1 - Comparação do OPEX real da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade

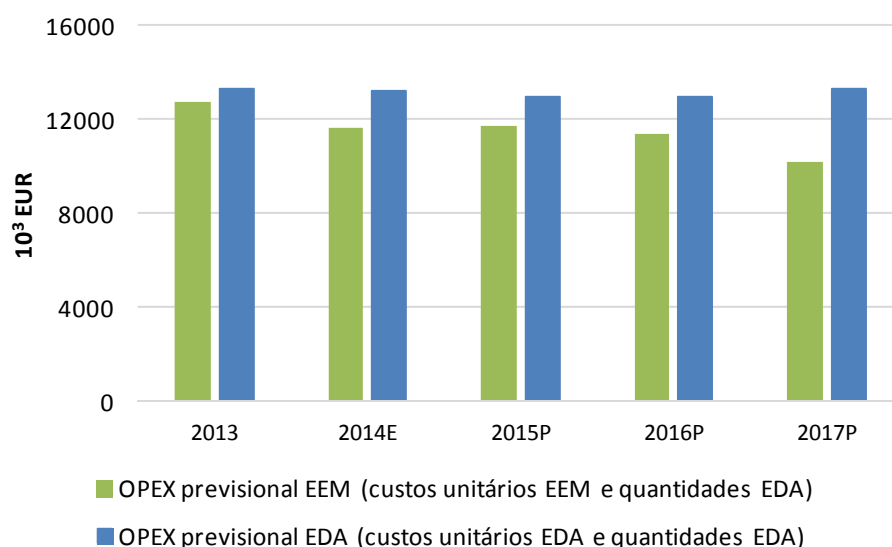


Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA, EEM

Verifica-se que não existe uma tendência clara ao nível do diferencial entre o OPEX real da EEM e da EDA para o mesmo nível de atividade, sendo que o OPEX da EEM apresenta uma maior estabilidade.

A Figura 4-2 apresenta a comparação dos proveitos da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade para o último ano auditado (2013), a estimativa para 2014 e as previsões das empresas para 2015-2017.

Figura 4-2 - Comparação do OPEX previsional da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (período regulatório 2015-2017)



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA, EEM

Verifica-se que para o período regulatório 2015-2017, com base no OPEX previsto pelas empresas, o OPEX da EDA deverá superar o da EEM com o diferencial a aumentar.

Este aspeto constitui um argumento justificativo para a definição de uma base de custos menor e uma meta de eficiência suficientemente alavancada para a EDA, devendo estar atento, no entanto, às características particulares da EDA e da EEM.

CONCLUSÕES

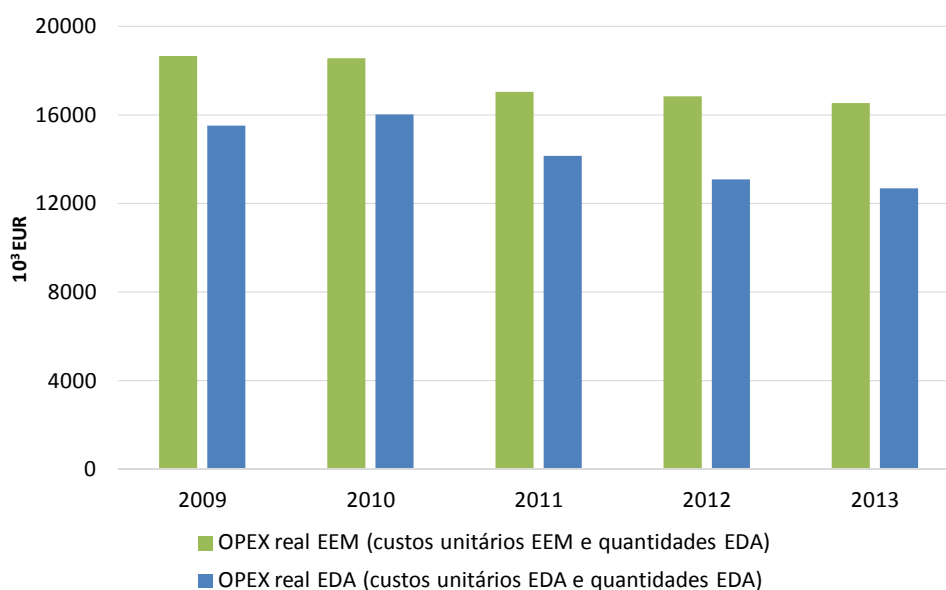
Em face do exposto:

- Justifica-se que o fator de eficiência a aplicar nos anos de 2015, 2016 e 2017 na EDA seja superior ao aplicável à EEM.

DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

A Figura 4-3 compara o OPEX real até 2013 (último ano com contas reais e auditadas) das empresas EDA e EEM, utilizando como referencial a energia fornecida pela EDA nesse período

Figura 4-3 - Comparação do OPEX real da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade a preços constantes de 2014

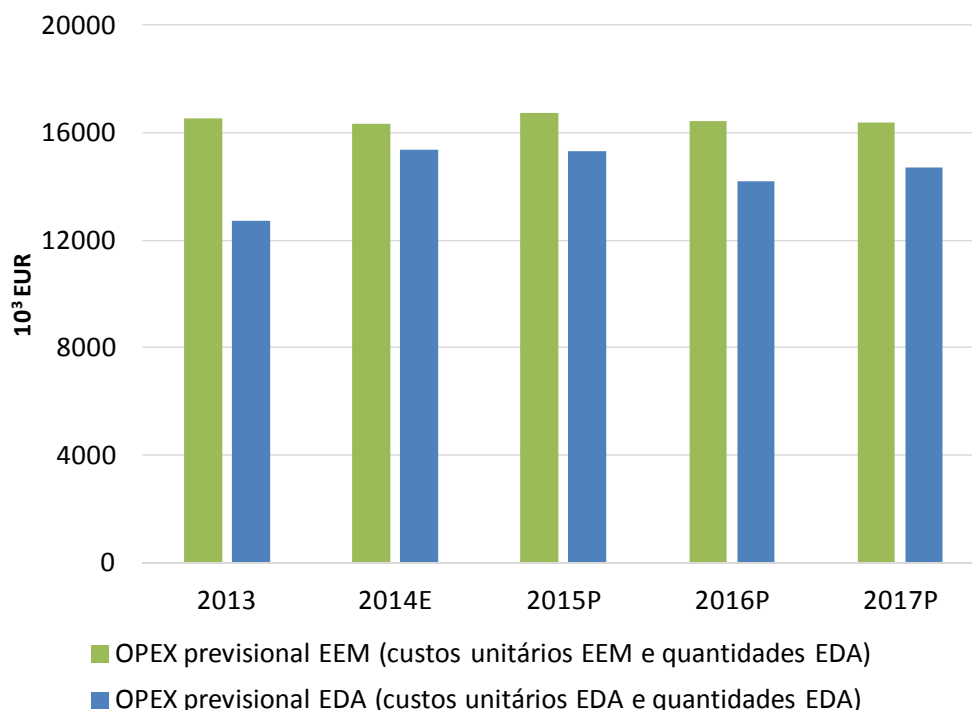


Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA, EEM

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 4-4 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 (2013), a estimativa para 2014 e as previsões das empresas para 2015-2017.

Figura 4-4 - Comparação do OPEX previsual da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (período regulatório 2015-2017)



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA, EEM

Prevê-se, baseado nas previsões das empresas, que durante o período regulatório 2015-2017 o OPEX da EEM poderá continuar a superar o da EDA.

CONCLUSÕES

Em face do exposto:

- Considera-se para a EEM a necessidade do cumprimento rigoroso 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 fator de eficiência a aplicar nos anos de 2015, 2016 e 2017 na EEM pode ser superior ao aplicável à EDA de forma a promover convergência das empresas a nível do seu desempenho.

4.2 EDA

ENQUADRAMENTO

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

No quadro da revisão regulamentar ocorrida em 2011 e tendo em conta o 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.

No que diz respeito às duas primeiras atividades, após a avaliação efetuada aos resultados das metodologias aplicadas no período em curso, a ERSE decidiu consolidá-las, mantendo-as para o período regulatório 2015-2017.

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 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 à componente de custos com fuelóleo⁵¹;
 - 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 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.

⁵¹ Para o período regulatório 2015-2017 este mecanismo será alargado aos restantes combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas.

Refira-se que o CAPEX⁵² 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 5.

Para a determinação das bases de custos e simulação previsional do cálculo de OPEX aceite pela ERSE para o período regulatório de 2015-2017, foram utilizadas as taxas de inflação no Quadro 4-1.

Quadro 4-1 - Taxa de inflação

	2013	2014	2015	2016	2017
Inflação	0,74%	2,14%	1,00%	1,00%	1,00%
	IPIB terminado no final do 2º trimestre de cada ano		European Economic Forecast Winter, 2014	manteve-se o valor de 2015	

Fonte: 2013 e 2014 – INE; 2015 - Comissão Europeia

MECANISMO DE CONTROLO DA RENDIBILIDADE DOS ATIVOS

A ERSE aplicará o mecanismo de monitorização da rentabilidade dos ativos das empresas reguladas que consta da revisão regulamentar em curso. Para 2015, e de modo a garantir uma avaliação criteriosa dos impactos decorrentes da aplicação do mecanismo *ex-post* do controlo de rentabilidade dos ativos, será aplicado um fator α , correspondente à partilha de benefícios/perdas entre consumidores e empresa, igual a zero.

4.2.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

No período regulatório 2015-2017 pretende-se manter a metodologia de regulação do OPEX do período regulatório anterior, assente num *revenue cap*. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2015, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2016 e 2017.

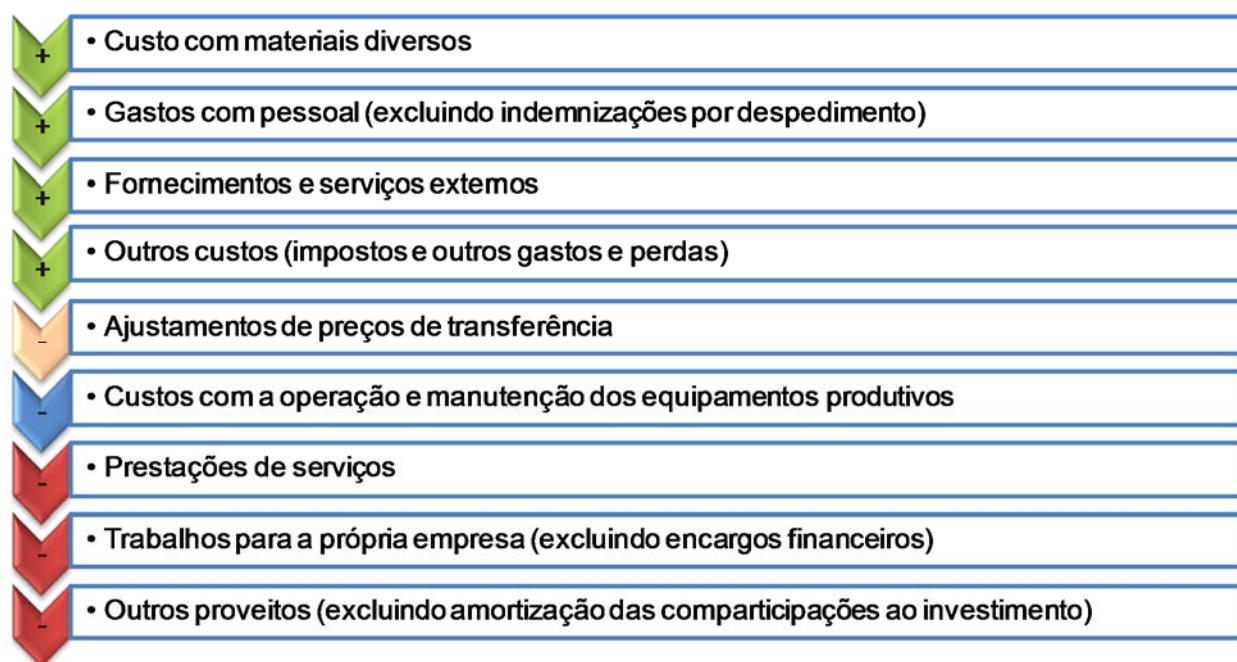
⁵² *Capital expenditures*

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 de restrição orçamental, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias, a 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 2015, no que respeita à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, consideraram-se as rubricas conforme Figura 4-5:

Figura 4-5 - 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 nas bases de custos controláveis e não controláveis.

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 relativamente ao período regulatório anterior de 2012-2014 (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. Nesta análise, foi necessário excluir a componente de custos com materiais e peças de reserva, associadas às manutenções de equipamentos produtivos que nos períodos regulatórios anteriores encontravam-se, ao contrário da EEM, na base de custos de OPEX sujeita à aplicação de metas de eficiência⁵³.

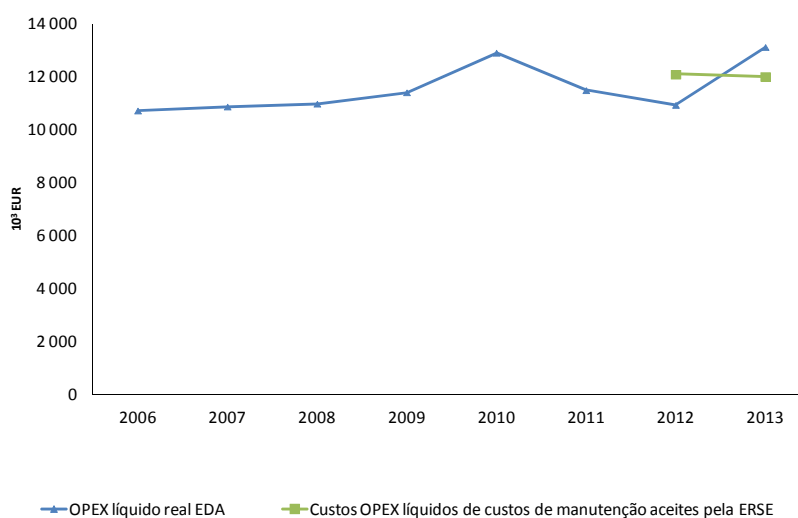
Refira-se, que a atividade da EDA assenta em características específicas que influenciam diretamente a sua estrutura de custos de exploração líquida de proveitos, nomeadamente:

- Estrutura geográfica desfavorável, operando em 9 ilhas que constituem 9 sistema insulados;
- 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 à queda no consumo e ao aumento do nível de penetração de energia renováveis.

A Figura 4-6 apresenta a evolução do OPEX líquido real da EDA, desde 2006, bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na aplicação da metodologia de *revenue cap* implementada para o período regulatório 2012-2014, excluindo a componente de custos com materiais e peças de reserva, associadas às manutenções de equipamentos produtivos que nos períodos regulatórios anteriores encontravam-se na base de custos de OPEX. Estes valores encontram-se a preços correntes.

⁵³ Tal sucedeu face à forma de reporte de informação que a EDA utilizava para efeitos de regulação na qual, os custos identificados como sendo de conservação e de manutenção de equipamentos, não incluíam os materiais e as peças de reserva consumidos para o efeito. Esta forma de reporte será alterada pela EDA no próximo período regulatório.

Figura 4-6 - Evolução da base de custos



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA

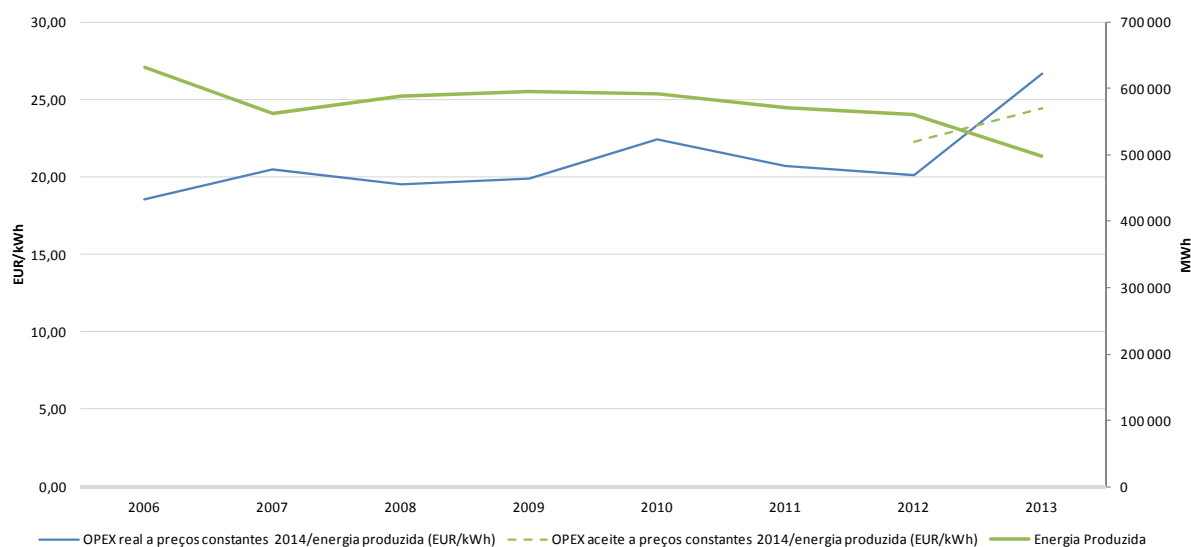
Recorde-se que até 2011 os custos de OPEX da atividade de AGS da EDA eram regulados por custos aceites em base anual, tendo-se implementado, em 2012, um mecanismo de regulação do OPEX por *revenue cap*. Para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise, os OPEX considerados até 2011, apenas consideram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

- Combustíveis e lubrificantes;
- Aquisição de energia a produtores independentes;
- Custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos.

A Figura 4-6 permite observar que a EDA em 2012 tem OPEX real inferior ao OPEX aceite pela ERSE e em 2013 verifica-se a situação inversa. Para o cumprimento da meta de eficiência imposta em 2012, contribuiu a redução da rubrica de custos com pessoal da empresa de 2011 para 2012 que foram reajustados de 2012 para 2013, refletindo o impacto no OPEX real da EDA das medidas orçamentais de carácter extraordinário implementadas em Portugal no ano de 2012. Verificou-se também, de 2012 para 2013, um acréscimo acentuado ao nível dos fornecimentos e serviços externos.

Procedeu-se, igualmente, à análise da evolução dos custos unitários da EDA tendo em conta a energia produzida (produção própria), apresentada na Figura 4-7.

Figura 4-7 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia produzida (produção própria)



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, 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. No período 2012-2013 a produção própria da EDA apresentou uma redução de 11%. Contudo, os custos unitários reais da atividade de AGS da EDA crescem, no mesmo período, cerca de 33% enquanto os custos unitários aceites crescem 10%. Verifica-se, pois, um crécimo dos custos reais unitários bastante superior à queda da produção própria.

BASE DE CUSTOS

As regiões insulares não são alvo de extensa literatura económica de suporte. Tendo em consideração este facto, pretende-se através de um exercício de simulação previsional garantir a prestação da maior robustez possível para uma correta escolha da base de custos através de uma análise de sensibilidade. Com base em três cenários, procura-se inferir qual a base de custos que melhor descreve o desempenho da empresa regulada.

O Quadro 4-2 identifica os valores do OPEX que servem de base de custos para cada um dos cenários considerados⁵⁴.

⁵⁴ É relevante mencionar que a base de custos, por ser definida a preços constantes de 2014, incorpora um “efeito de alavancagem” associado ao deflator do PIB.

Quadro 4-2 - Base de custos do OPEX líquido a preços constantes de 2014

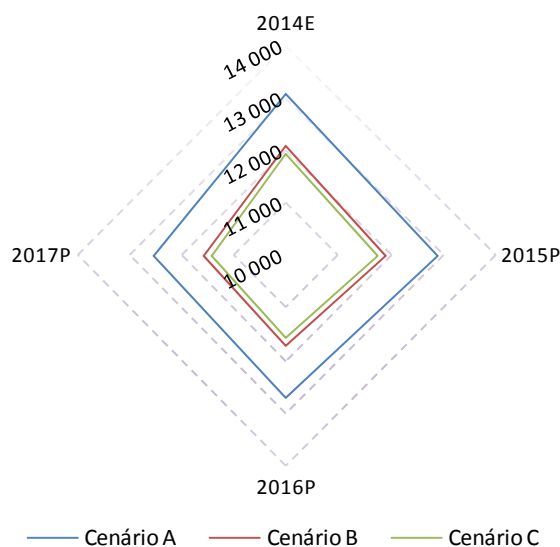
Unid: 10³ EUR

		OPEX-Base
Cenário A	OPEX real de 2013	13 259
Cenário B	Média do OPEX real 2012-2013	12 253
Cenário C	Média do OPEX real 2011-2013	12 098

Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA

A Figura 4-8 evidencia os valores resultantes da análise de sensibilidade ao OPEX que serve de base de custos para cada um dos cenários considerados, assumindo exogenamente a aplicação de um fator X de eficiência de 2,5%, correspondente ao aplicado no período regulatório de 2012-2014 à atividade de AGS da EDA.

Figura 4-8 - Simulação de OPEX aceite pela ERSE no período regulatório de 2015-2017



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Tanto o cenário B como o cenário C são cenários que procuram transmitir alguma exigência à empresa, designadamente de forma a replicar no futuro, através de ganhos efetivos de eficiência, os efeitos na diminuição da base de custos decorrentes de situações ocorridas, mesmo se de carácter extraordinário. Em ambos os casos as diferenças são pouco acentuadas e dado que o OPEX base resulta de uma média aritmética simples de OPEX de diferentes anos, o efeito extraordinário sobre os custos com pessoal de 2012 é suavizado. O cenário C apresenta a vantagem de apenas considerar custos ocorridos no período regulatório vigente e, deste modo, melhor enquadrar o contexto da atividade.

Pelo referido, a base de custos para 2015, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Média dos custos reais da EDA nos anos de 2012 e de 2013 líquidos de custos de manutenção e de ajustamentos de preços de transferência, atualizados para 2015, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X)⁵⁵

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.

Neste sentido, foi efetuada uma comparação entre as atividades reguladas nas duas Regiões Autónomas apresentado no ponto 4.1.

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

- A EDA é eficiente em 2012 não pela melhoria de esforço endógeno na redução de OPEX, mas em reflexo de uma medida exógena de carácter temporário e extraordinário (ao nível dos custos com pessoal);
- A EDA não cumpriu a meta de eficiência imposta pelo regulador quando reajusta a sua estrutura de custos no ano de 2013.

Face ao exposto, de modo a garantir o esforço da empresa de diminuição dos custos que têm vindo a crescer e tendo em conta que a base de custos foi revista para a média dos valores reais de 2012 e 2013, importa aumentar o grau de exigência para o próximo período regulatório, não deixando de ter em conta as condicionantes as especificidades da região. Deste modo, assumiu-se um incremento da meta de eficiência de 2,5% para 3,5%.

No final do próximo período regulatório dever-se-á avaliar com cuidado o desempenho efetivo da empresa na aceitação ou não da base de custos reais e na definição de metas de eficiência.

⁵⁵ 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 2012-2014.

4.2.1.1 PARÂMETROS

O Quadro 4-3 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2015-2017, base de custos em 2015 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2016 e de 2017. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2016 e 2017, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

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

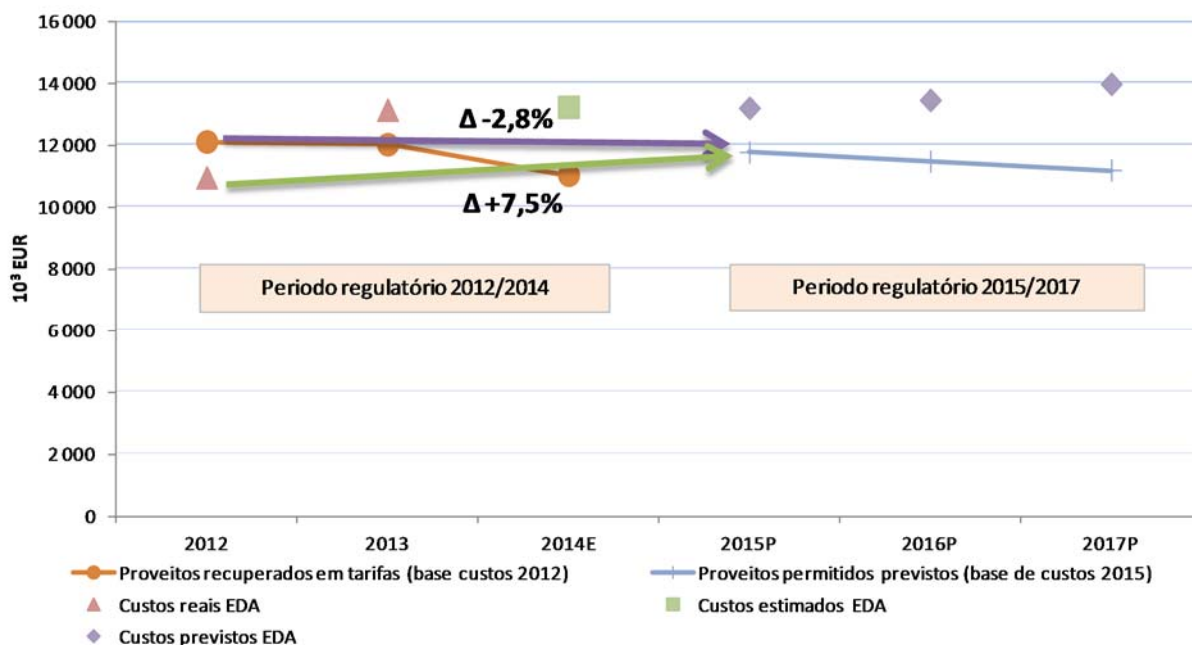
Quadro 4-3 - Parâmetros da AGS

AGS	período regulatório 2012-2014	2015	2016	2017
componente fixa (milhares de EUR)	11 761			
Fator de eficiência	2,50%		3,50%	3,50%

Fonte: ERSE, EDA

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 4-9.

Figura 4-9 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se que a base de custos para 2015 é inferior em cerca de 2,8% à base de custos fixada no período regulatório anterior, e superior, em cerca de 7,5% face ao custo real de 2012, que decorreu das medidas extraordinárias com impacte no custo com o pessoal.

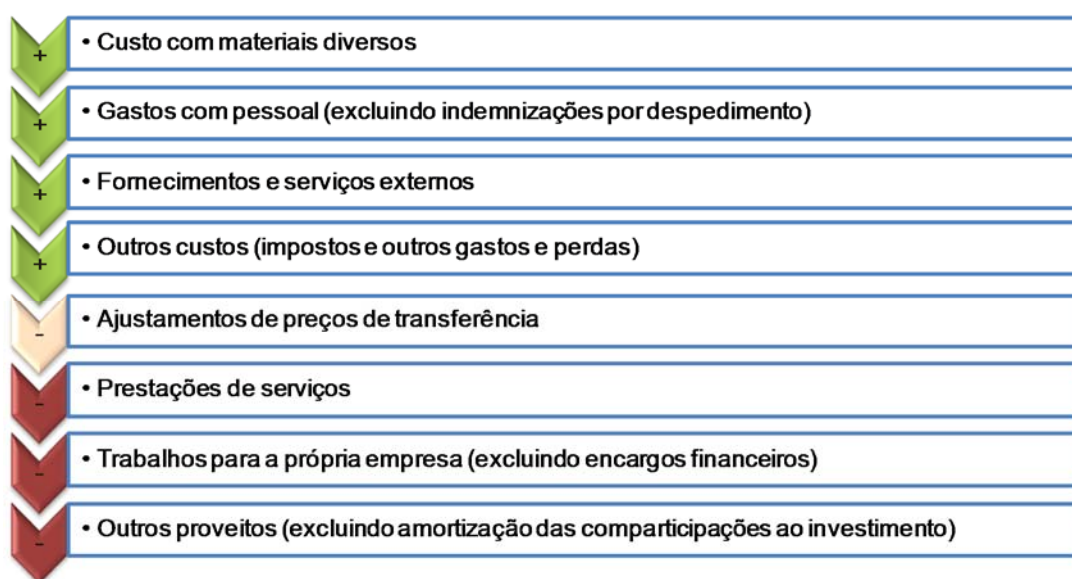
4.2.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período regulatório 2015-2017 pretende-se manter a metodologia de regulação do OPEX do período regulatório anterior, 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 2015, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2016 e 2017.

ANÁLISE DE DESEMPENHO

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2015, no que respeita à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, consideraram-se as rubricas apresentadas na Figura 4-10:

Figura 4-10 - 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 nas bases de custos controláveis e não controláveis.

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

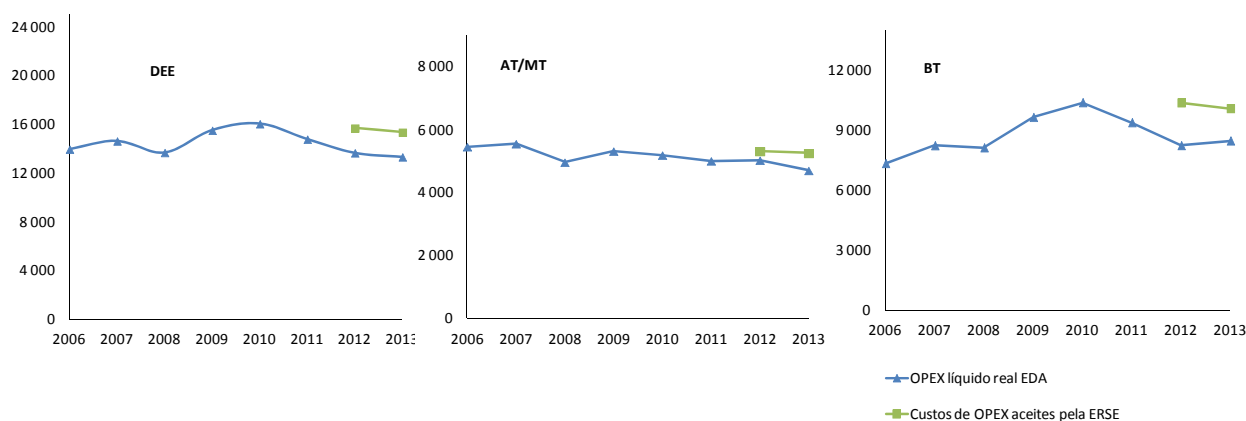
2012-2014⁵⁶, com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX) para que se efetive um controlo da atividade operacional da empresa regulada.

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:

- Estrutura geográfica desfavorável;
- Tendência de ligeira queda ao nível da energia distribuída para o período regulatório 2015-2017.

A Figura 4-6 apresenta, para o total da atividade de DEE e por nível de tensão, a evolução do OPEX líquido real da EDA, desde 2006, bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na aplicação da metodologia de regulação implementada para o período regulatório 2012-2014.

Figura 4-11 - Evolução da base de custos



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA

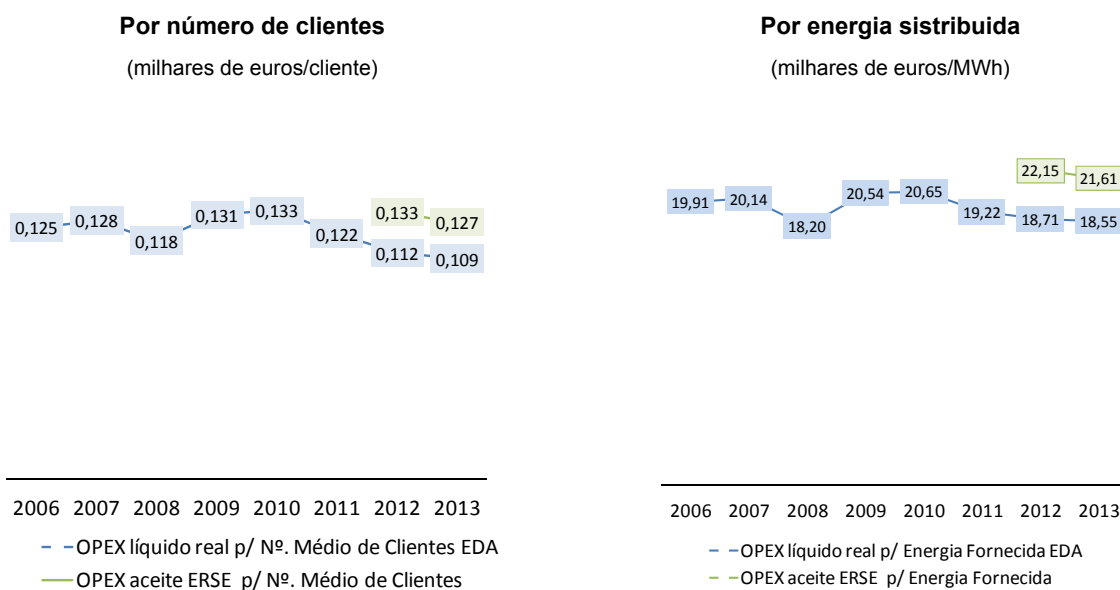
Recorde-se que até 2008 os custos de OPEX da atividade de DEE da EDA eram regulados por custos aceites em base anual, tendo-se implementado, em 2009, um mecanismo de regulação do TOTEX (OPEX+CAPEX) por *revenue cap*. No período regulatório 2012-2014 foi implementada uma regulação por *price cap* com uma componente de custos fixos. Para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise, os OPEX considerados até 2011, apenas consideram os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos de 2012.

⁵⁶ 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

A Figura 4-11 permite observar que a EDA, em 2012 e em 2013, tem OPEX real inferior ao OPEX aceite pela ERSE. Pode-se, também constatar que o mesmo se verifica numa análise por nível de tensão.

Procedeu-se, também à análise da evolução dos custos unitários da EDA tendo em conta os indutores de custo utilizados na fixação dos proveitos permitidos do período regulatório 2012-2014, a energia fornecida e o número de clientes. A Figura 4-12 apresenta essa análise.

Figura 4-12 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA

Conclui-se que em termos de OPEX unitário, a EDA cumpriu a meta de eficiência imposta no período regulatório anterior. O rácio OPEX/Cliente da EDA é reduzido aproximadamente 2,5% de 2012 para 2013 e o rácio OPEX/Cliente aceite pela ERSE é reduzido em aproximadamente 4% de 2012 para 2013. Em consequência, a redução de OPEX da empresa de 2012 para 2013 foi inferior à imposta pelo regulador no mesmo período em 1,5 p.p.

O rácio OPEX/Energia Fornecida da EDA é reduzido aproximadamente 0,9% de 2012 para 2013 e o rácio OPEX/Energia Fornecida aceite pela ERSE é reduzido em aproximadamente 2,4% de 2012 para 2013. Neste caso, o aumento de eficiência da empresa de 2012 para 2013 foi inferior ao imposto pelo regulador no mesmo período em 1,5 p.p. Contudo, se fosse anulado o efeito de redução da energia distribuída, de 2012 para 2013 a redução do rácio OPEX/Energia Fornecida seria de 2,4% e do rácio OPEX/Energia Fornecida seria de 4%.

BASE DE CUSTOS

Tendo em conta as conclusões da Figura 4-11, procedeu-se a uma análise de sensibilidade desta atividade com base em dois cenários para inferir a base de custos.

O Figura 4-13 identifica os valores de OPEX que servem de base de custos para cada um dos cenários considerados.

Figura 4-13 - Base de custos do OPEX líquido a preços constantes de 2014

		Unid: 10 ³ EUR
		OPEX-Base
Cenário A	OPEX real de 2013	13 327
Cenário B	Média do OPEX real 2012-2013	13 493

Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA

O cenário A corresponde a um '**cenário baixo**', na qual o regulador considera que a redução de custos ocorrida em 2013 é de caráter estrutural, sendo a base de partida para os anos seguintes.

Tanto o cenário B é um '**cenário de ponderação**' resultado de uma média aritmética simples de OPEX de diferentes anos, mitigando possíveis efeitos de reduções conjunturais ocorridas em 2013. Por outro lado, os valores de 2012 também beneficiam das medidas extraordinárias sobre os custos de pessoal. Tal como no caso da AGS, considera-se positivo poder replicar no futuro, através de ganhos efetivos de eficiência, os efeitos na base de custos decorrentes de situações extraordinárias.

Pelo referido, a base de custos, sobre qual são aplicadas metas de eficiência, para 2015 foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Média dos custos reais da EDA, para cada nível de tensão, nos anos de 2012 e de 2013 líquidos de ajustamentos de preços de transferência, atualizados para 2015, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X)⁵⁷

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 2015-2017 os seguintes aspetos:

- Repartição das ponderações a considerar entre a componente fixa e a componente variável constituinte do OPEX;

⁵⁷ 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 2012-2014.

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

No período regulatório anterior 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 (ver, a título de exemplo, o estudo de Jamasb e Pollitt, 2003)⁵⁸. 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, o trabalho de Nillesen and Pollitt, 2011)⁵⁹.

Deste modo a ERSE manterá para o período regulatório 2015-2017 os indutores de custo utilizados no período regulatório 2012-2014, 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.

FATOR DE EFICIÊNCIA

Face às particularidades em que a EDA desenvolve as suas atividades, e face à inexistência de um *benchmarking* comparável, 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 desenvolvem 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 4.1.

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

⁵⁸ Jamasb, T. e M. Pollitt (2003), "International benchmarking and regulation: an application to European electricity distribution utilities", *Energy Policy*, Vol. 31(15), pp. 1609-1622.

⁵⁹ Nillesen, P. e M.G. Pollitt (2011), "Ownership unbundling in electricity distribution: empirical evidence from New Zealand", *Review of Industrial Organization*, Vol. 38(1), pp. 61-93.

- No período regulatório 2012-2014 a EDA, na globalidade da atividade de DEE, reduziu a seus custos reais, relativamente ao período regulatório anterior;
- Numa análise aos custos reais unitários por cliente e por energia distribuída, verificou-se, também, uma redução entre 2012 e 2013 de, 2,5% e de 0,9%, respetivamente;
- Os custos reais da atividade de DEE foram inferiores aos aceites pela ERSE;
- A base de custos para o período regulatório 2015-2017 foi ajustada em função da média dos custos reais de 2012 e de 2013 (últimos anos de contas fechadas e auditadas).

Face ao exposto, importa permitir que a empresa tenha incentivo em diminuir os seus custos, podendo beneficiar dos ganhos daí resultantes.

Deste modo, e face aos ganhos de eficiência efetivamente ocorridos, decidiu-se diminuir, ligeiramente, a meta de eficiência de cerca de 2,48% para 2%.

4.2.2.1 PARÂMETROS

O Quadro 4-4 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2015-2017, base de custos em 2015 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2016 e de 2017. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2016 e 2017, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

<p>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 $t-1 * (1 + \text{IPIB } t-1 - X_t) * \text{Número médio de clientes } t$</p>
--

Quadro 4-4 - Parâmetros da DEE

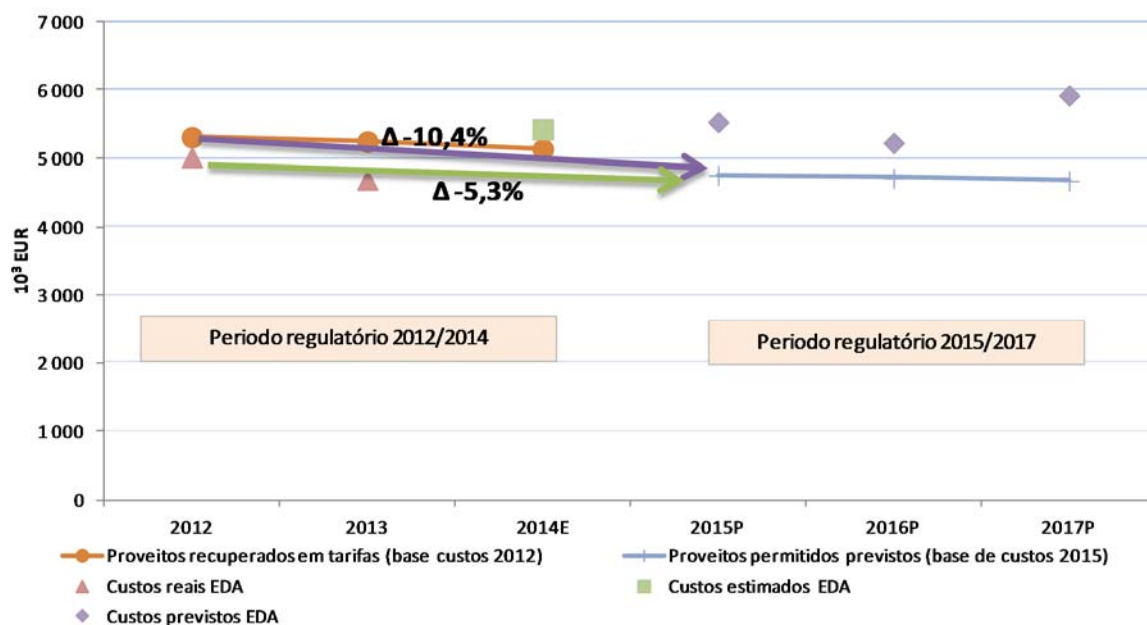
AT/MT	período regulatório 2012- 2014	2015	2016	2017
componente fixa (milhares de EUR)		2 381		
Fator de eficiência custos fixos	2,48%		2,00%	2,00%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,0045		
Fator de eficiência energia fornecida	2,48%		2,00%	2,00%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)		1,5646		
Fator de eficiência nº médio de clientes	2,48%		2,00%	2,00%

BT	período regulatório 2012- 2014	2015	2016	2017
componente fixa (milhares de EUR)		4 087		
Fator de eficiência custos fixos	2,48%		2,00%	2,00%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,0046		
Fator de eficiência energia fornecida	2,48%		2,00%	2,00%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)		0,0169		
Fator de eficiência nº médio de clientes	2,48%		2,00%	2,00%

Fonte: ERSE, EDA

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 4-14 e Figura 4-15.

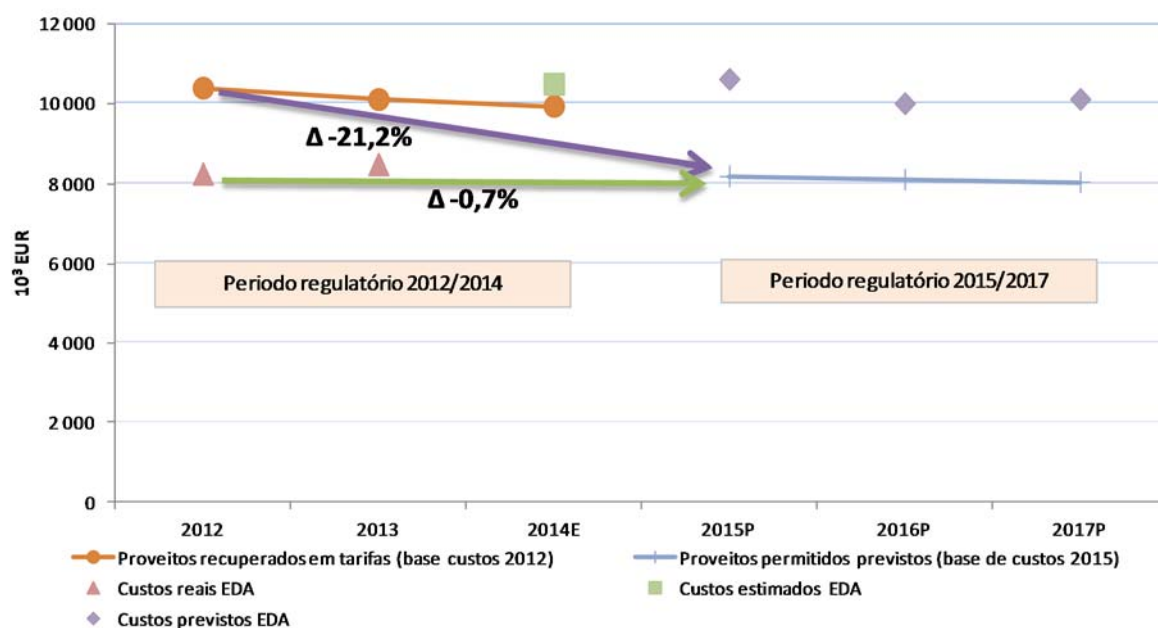
Figura 4-14 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em AT/MP



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se que a base de custos para 2015 é inferior em cerca de 10,4% à base de custos fixada no período regulatório anterior e de 5,3% face ao valor ocorrido em 2012.

Figura 4-15 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em BT



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se que a base de custos para 2015 é inferior em cerca de 21,2% à base de custos fixada no período regulatório anterior e de 0,7% face ao valor ocorrido em 2012.

4.3 EEM

ENQUADRAMENTO

O início da regulação por parte da ERSE das concessionárias do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira (EEM) ocorreu em 2003.

No quadro da revisão regulamentar ocorrida em 2011 e tendo em conta o 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.

No que diz respeito às duas primeiras atividades, após a avaliação efetuada aos resultados das metodologias aplicadas no período em curso, a ERSE decidiu consolidá-las, mantendo-as para o período regulatório 2015-2017.

Em traços gerais, as metodologias de regulação das atividades de AGS e de DEE são as seguintes:

- Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:
 - Ao nível dos custos de exploração controláveis líquidos de proveitos 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 à componente de custos com fuelóleo⁶⁰;
 - Os custos com a frota automóvel foram aceites fora do mecanismo de *revenue cap* no período regulatório 2012-2014. Para o período regulatório 2015-2017 esses custos serão incorporados na base de custos e sujeitos à aplicação de metas de eficiência;
 - 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.

⁶⁰ Para o período regulatório 2015-2017 este mecanismo será alargado aos restantes combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas.

- Atividade de Distribuição de Energia Elétrica:
 - Ao OPEX Líquido de proveitos desta atividade é aplicado um mecanismo de *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;
 - Os custos com a frota automóvel foram aceites fora do mecanismo de *price cap* no período regulatório 2012-2014. Para o período regulatório 2015-2017 esses custos serão incorporados na base de custos e sujeitos à aplicação de metas de eficiência;
 - 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 CAPEX⁶¹ 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 5.

Para a determinação das bases de custos e simulação previsional do cálculo de OPEX aceite pela ERSE para o período regulatório de 2015-2017, foram utilizadas as taxas de inflação no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Taxa de inflação

	2013	2014	2015	2016	2017
Inflação	0,74%	2,14%	1,00%	1,00%	1,00%
	IPIB terminado no final do 2º trimestre de cada ano		European Economic Forecast Winter, 2014	manteve-se o valor de 2015	

Fonte: 2013 e 2014 - INE ; 2015 - Comissão Europeia

MECANISMO DE CONTROLO DA RENDIBILIDADE DOS ATIVOS

A ERSE aplicará o mecanismo de monitorização da rendibilidade dos ativos das empresas reguladas que consta da revisão regulamentar em curso. Para 2015, e de modo a garantir uma avaliação criteriosa dos impactos decorrentes da aplicação do mecanismo *ex-post* do controlo de rentabilidade dos ativos, será aplicado um fator α , correspondente à partilha de benefícios/perdas entre consumidores e empresa, igual a zero.

⁶¹ *Capital expenditures*

4.3.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

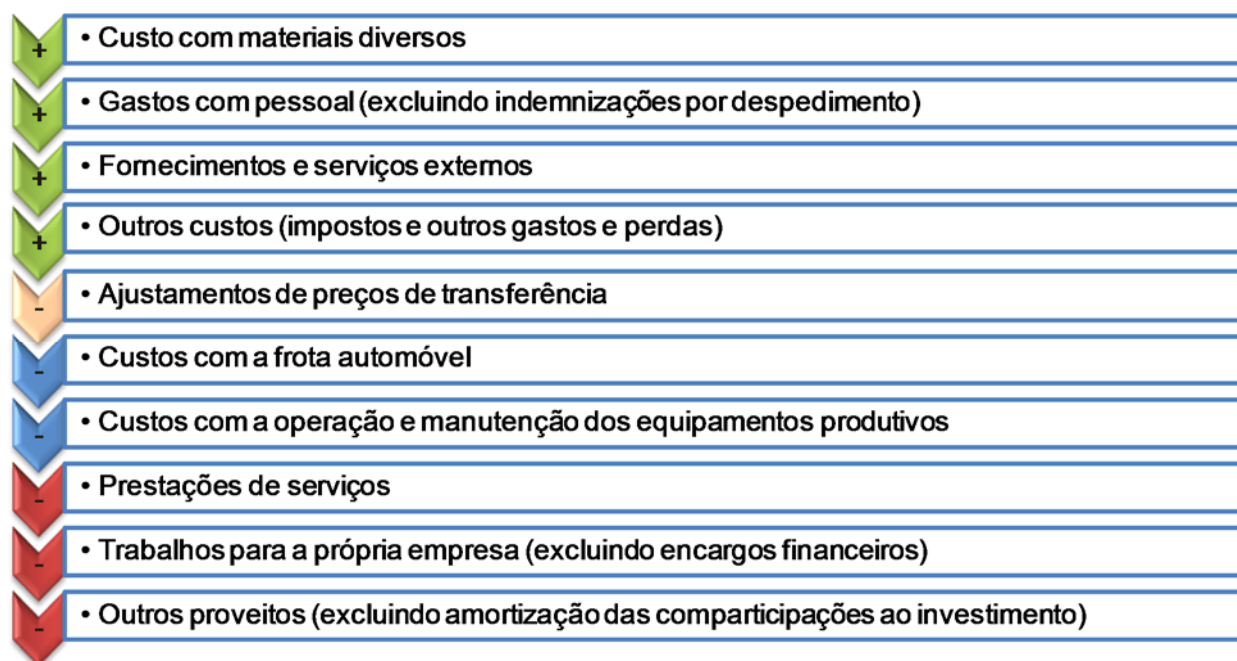
No período regulatório 2015-2017 pretende-se manter a metodologia de regulação do OPEX do período regulatório anterior, assente num *revenue cap*. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2015, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2016 e 2017.

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 de restrição orçamental, alterações fiscais, medidas de política monetária e medidas extraordinárias, a 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 2015, no que respeita à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, consideraram-se as rubricas conforme Figura 4-16:

Figura 4-16 - 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 custos com a frota automóvel foram aceites nos períodos regulatórios anteriores 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 nas bases de custos controláveis e não controláveis.

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 2012-2014⁶², com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos.

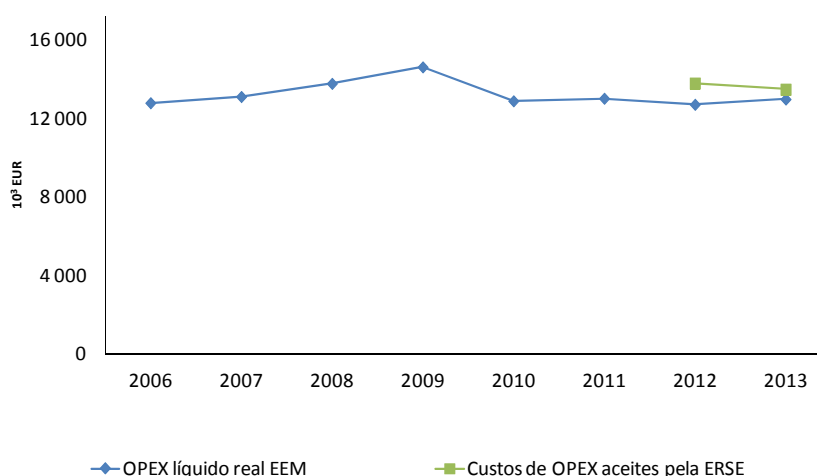
Refira-se, que a atividade da EEM assenta em características específicas que influenciam diretamente a sua estrutura de custos de exploração líquida de proveitos, nomeadamente:

- Estrutura geográfica desfavorável;
- Tendência de manutenção de produção própria de energia para os próximos anos.

A Figura 4-6 apresenta a evolução do OPEX líquido real da EEM, desde 2006, bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na aplicação da metodologia de *revenue cap* implementada para o período regulatório 2012-2014. Estes valores encontram-se a preços correntes.

⁶² 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

Figura 4-17 - Evolução da base de custos



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

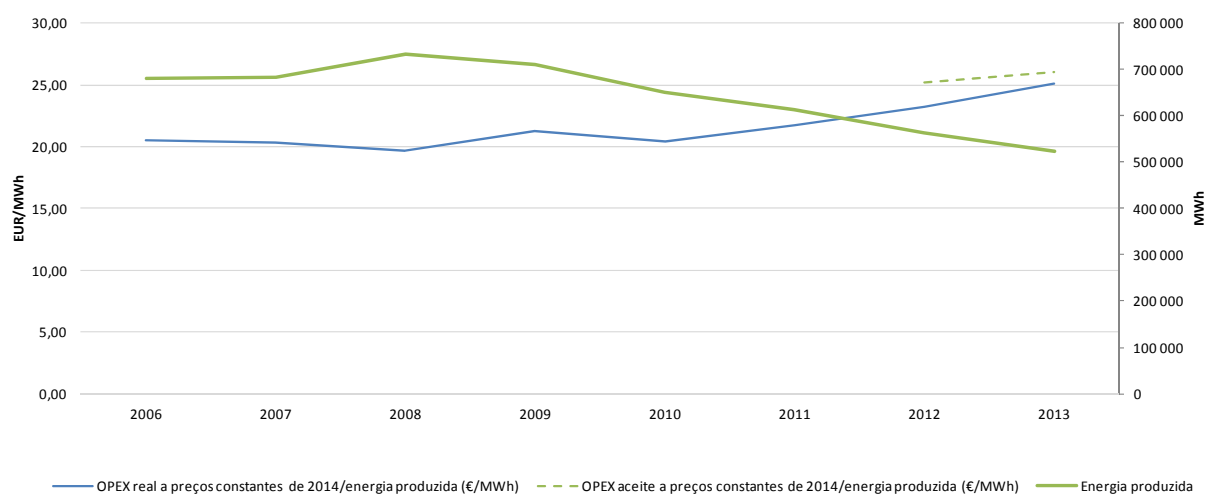
Recorde-se que até 2011 os custos de OPEX da atividade de AGS da EEM eram regulados por custos aceites em base anual, tendo sido implementado, em 2012, um mecanismo de regulação do OPEX por *revenue cap*. Para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise, os OPEX considerados até 2011, apenas consideram os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos de 2012. Assim, excluem-se os seguintes custos:

- Combustíveis e lubrificantes;
- Aquisição de energia a produtores independentes;
- Custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos;
- Custos com a frota automóvel.

A Figura 4-17 permite observar que a EEM teve nos anos de 2012 e de 2013 um nível de OPEX real inferior ao OPEX aceite pela ERSE, apesar de ter ocorrido um ligeiro acréscimo entre 2012 e 2013.

Procedeu-se, também à análise da evolução dos custos unitários da EEM tendo em conta a energia produzida (produção própria), apresentada na Figura 4-18.

Figura 4-18 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia produzida (produção própria)



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Verifica-se que desde 2008 o OPEX unitário por energia produzida apresenta um crescimento, facto que se deve sobretudo à quebra ocorrida na produção própria da EEM, desde 2008. No período 2012-2013 a produção própria da EEM apresentou uma redução de cerca de 8%, correspondente ao aumento dos custos unitários reais da atividade de AGS da EEM. No mesmo período, os custos unitários aceites cresceram 4%.

BASE DE CUSTOS

Tal como foi referido no caso da EDA, as regiões insulares não são alvo de extensa literatura económica de suporte⁶³. Tendo em consideração este facto, procede-se, simplesmente, a uma análise de sensibilidade com base em dois cenários para inferir qual a base de custos que melhor descreve o desempenho da empresa regulada.

O Quadro 4-6 identifica os valores do OPEX que servem de base de custos para cada um dos cenários considerados⁶⁴.

⁶³ Não obstante, todo o suporte teórico alocado ao Transporte de Energia Elétrica (TEE) e à Distribuição de Energia Elétrica (DEE) são aplicáveis tanto à EDA como à EEM nos dois níveis da cadeia de valor.

⁶⁴ É relevante mencionar que a base de custos, por ser definida a preços constantes de 2014, incorpora um “efeito de alavancagem” associado ao deflator do PIB.

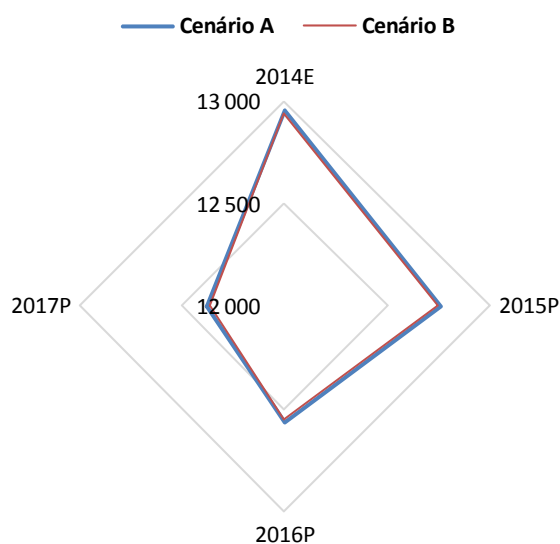
Quadro 4-6 - Base de custos do OPEX líquido a preços constantes de 2014

		Unid: 10 ³ EUR
		OPEX-Base
Cenário A	OPEX real de 2013	13 114
Cenário B	Média do OPEX real 2012-2013	13 096

Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EEM

A Figura 4-19 reporta os valores resultantes da análise de sensibilidade ao OPEX que serve de base de custos para cada um dos cenários considerados, assumindo exogenamente a aplicação de um fator X de eficiência de 2,5%, correspondente ao definido no período regulatório de 2012-2014 à atividade de AGS da EEM.

Figura 4-19 - Simulação de OPEX aceite pela ERSE no período regulatório de 2015-2017



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EEM

Ambos os cenários resultam em bases de custo muito próximas, pelo que a aplicação da metodologia de *revenue cap* com o mesmo fator de eficiência do período regulatório anterior (2,5%) traduz-se num comportamento idêntico de ambos os cenários considerados.

Tendo por base as análises efetuadas e em consonância com os critérios seguidos também para a atividade equivalente da EDA, a base de custos, sujeita a metas de eficiência, para 2015 foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Média dos custos reais da EEM nos anos de 2012 e de 2013 líquidos de custos de manutenção e de ajustamentos de preços de transferência, atualizados para 2015, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X)⁶⁵;
- A este valor foi acrescido o custo médio dos anos de 2012 e de 2013 com a frota automóvel. Na base desta decisão da ERSE estiveram dois fatores:
 - Harmonização do tratamento de custos desta natureza entre as várias empresas reguladas;
 - As circunstâncias que fundamentavam a aceitação destes custos fora do âmbito de aplicação de metas de eficiência alterou-se. No passado, estes custos eram aceites pela ERSE fora do âmbito de aplicação de metas de eficiência pois resultaram de um concurso internacional e haviam sido considerados pela ERSE como custos eficientes. Atualmente, a gestão da frota está a cargo de uma empresa do mesmo grupo da EEM e a ERSE não recebeu qualquer fundamentação sólida que induza a aceitação destes custos fora dos mecanismos de custos eficientes a aplicar à EEM.

FATOR DE EFICIÊNCIA

Tal como foi referido anteriormente, 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.

Neste sentido, foi efetuada, uma comparação entre as atividades reguladas nas duas Regiões Autónomas apresentada no capítulo 4.1.

As análises efetuadas revelam, para a atividade de AGS da EEM, os seguintes aspetos:

- Os custos reais unitários, por energia produzida, apresentam em termos reais um acréscimo de 7%, entre 2011 e 2012 e de 8% entre 2012 e 2013;
- Esta tendência de crescimento ocorre desde 2008, com uma taxa média anual de crescimento de 5% ao ano, no período 2008-2013;
- Em termos absolutos o OPEX apresentou uma redução de 2% entre 2011 e 2012 e um ligeiro acréscimo de 0,3% entre 2012 e 2013;

⁶⁵ 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 2012-2014.

- Relativamente ao período regulatório 2009-2011, os custos com OPEX, reduziram cerca de 7% correspondentes a 3 milhões de euros.

Face ao exposto, de modo a incentivar a empresa à diminuição dos custos tendo em conta que a base de custos foi revista em baixa para a média dos valores reais de 2012 e 2013, a ERSE reduz o fator de eficiência a aplicar na atividade de AGS em 0,5 p.p., para o próximo período regulatório.

4.3.1.1 PARÂMETROS

O Quadro 4-7 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2015-2017, base de custos em 2015 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2016 e de 2017. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2016 e 2017, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

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

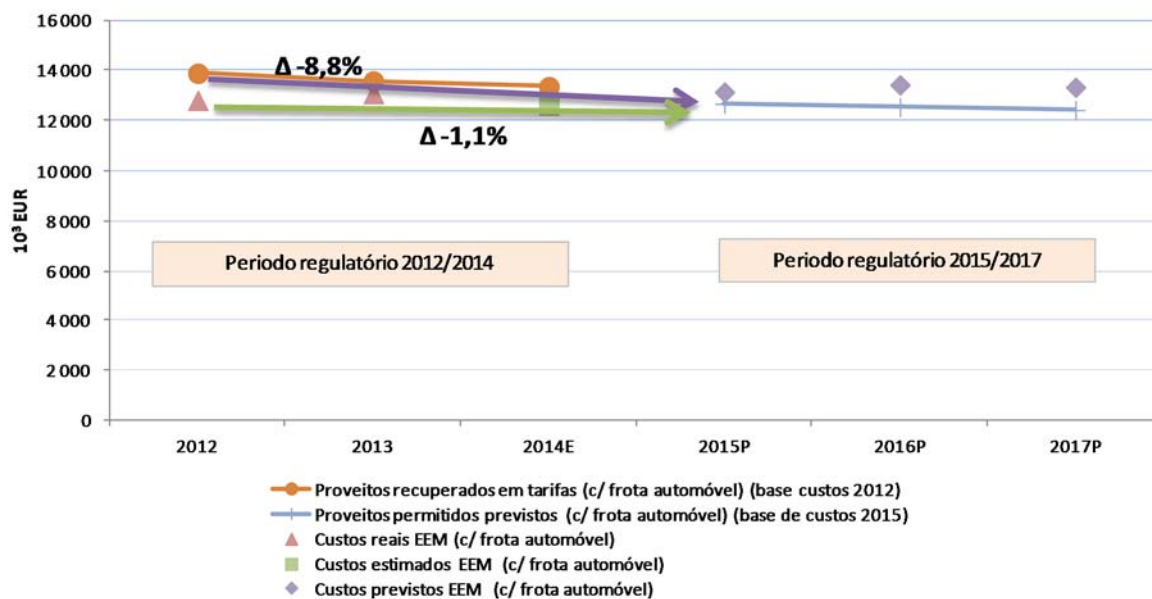
Quadro 4-7 - Parâmetros da AGS

AGS	período regulatório 2012-2014	2015	2016	2017
componente fixa (milhares de EUR)		12 666		
Fator de eficiência	2,50%		2,00%	2,00%

Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 4-20.

Figura 4-20 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EEM

Verifica-se que a base de custos para 2015 é inferior em cerca de 8,8% à base de custos fixada no período regulatório anterior. Face aos custos ocorridos em 2012, a variação prevista é de -1,1%.

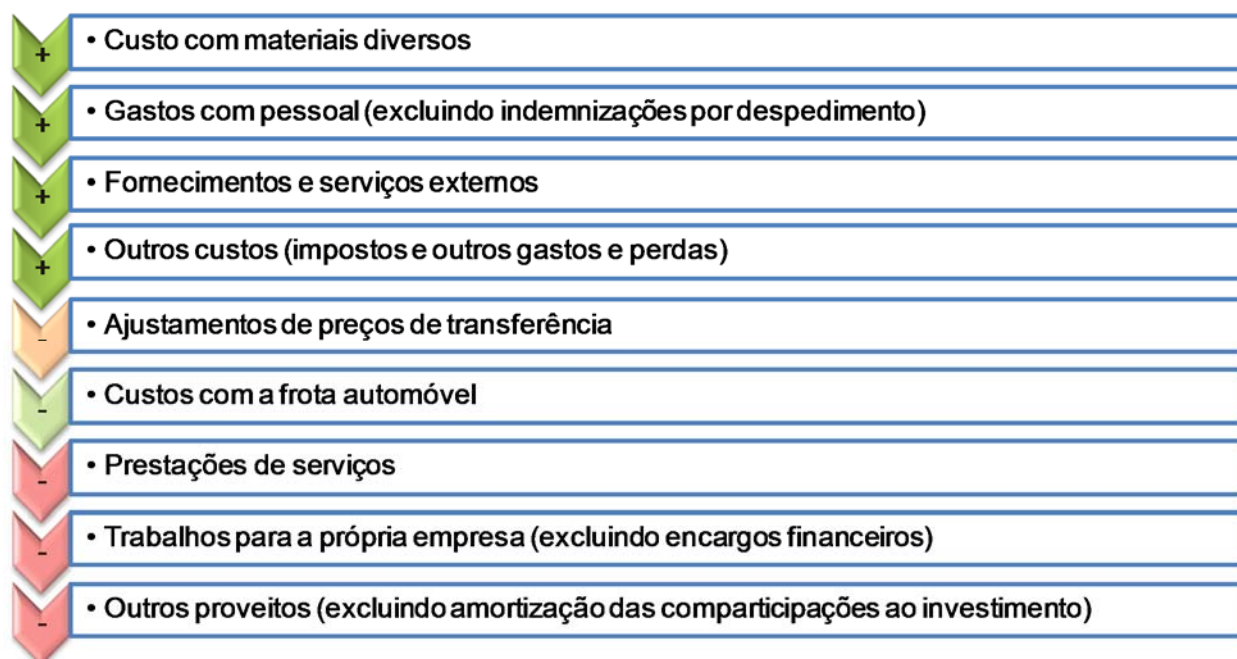
4.3.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período regulatório 2015-2017 pretende-se manter a metodologia de regulação do OPEX do período regulatório anterior, assente num *price cap*, com uma componente de custos fixos. No presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2015, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2016 e 2017.

ANÁLISE DE DESEMPENHO

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2015, no que respeita à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, consideraram-se as rubricas apresentadas na Figura 4-21:

Figura 4-21 - Custos operacionais controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE



Nota: Os custos com a frota automóvel foram aceites nos períodos regulatórios anteriores 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 na base de custos.

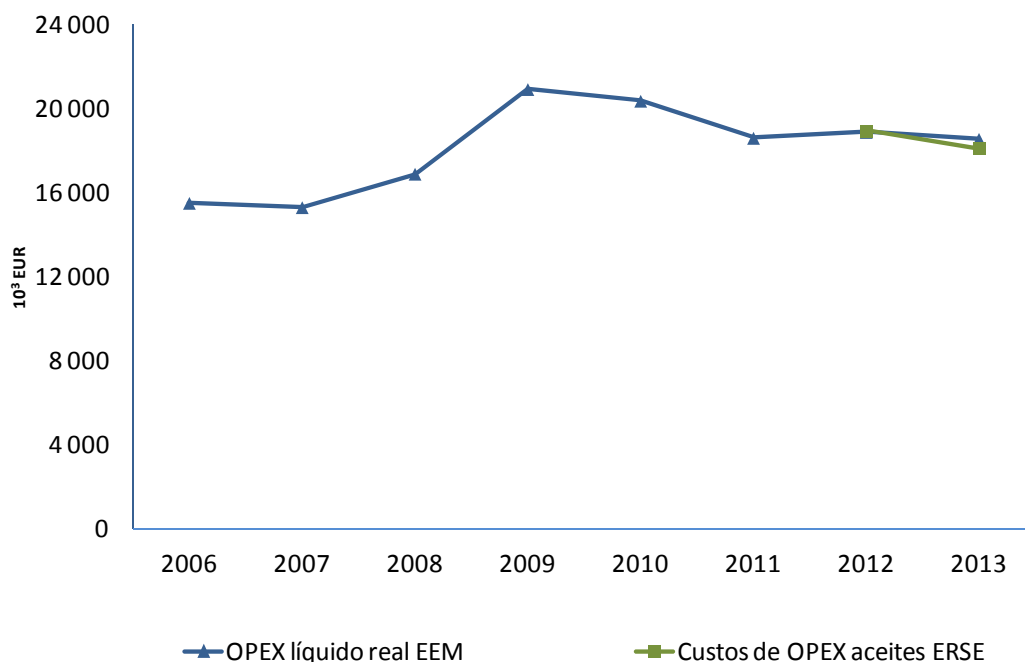
Tal como no caso da AGS, procedeu-se à determinação da base de custos a ser considerada para o novo período regulatório, comparando o OPEX líquido que fora aceite pela ERSE relativamente ao período regulatório anterior de 2012-2014⁶⁶, com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos.

Refira-se, que a atividade da EEM assenta em características específicas que influenciam diretamente a sua estrutura de custos de exploração líquida de proveitos, nomeadamente, uma estrutura geográfica desfavorável, além da tendência de manutenção do nível de energia distribuída para o período regulatório 2015-2017, comum ao conjunto do país.

A Figura 4-22 apresenta, para o total da atividade de DEE a evolução do OPEX líquido real da EEM, desde 2006, bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na aplicação da metodologia de regulação implementada para o período regulatório 2012-2014.

⁶⁶ 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

Figura 4-22 - Evolução da base de custos



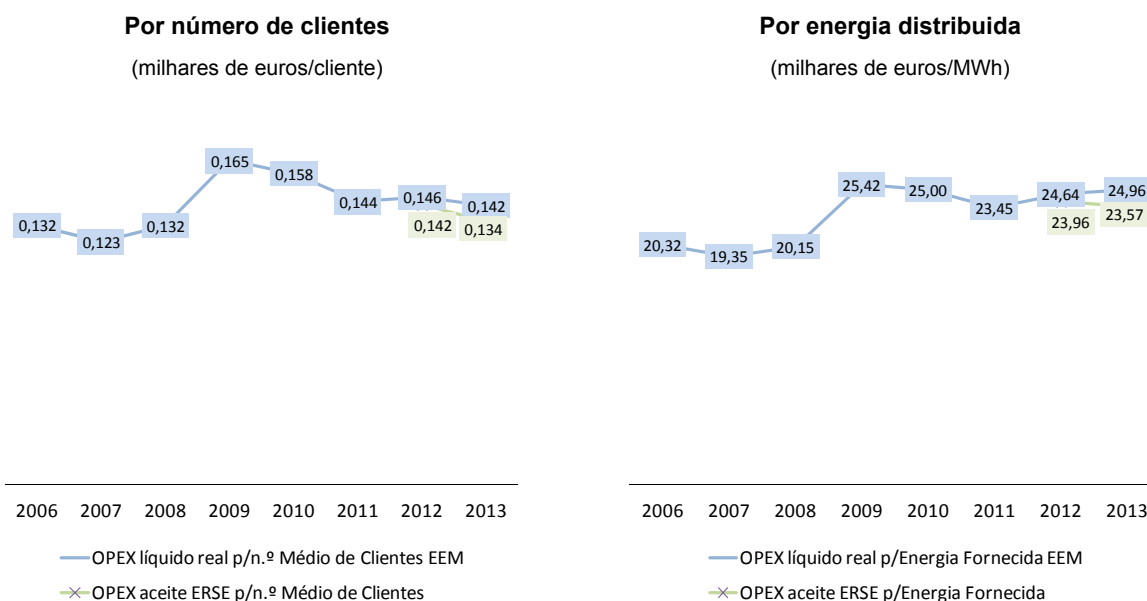
Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EEM

Tal como no caso da EDA, até 2018 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 (OPEX+CAPEX) por *revenue cap*. No período regulatório 2012-2014 foi implementada uma regulação por *price cap* com uma componente de custos fixos. Para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise, os OPEX considerados até 2011 apenas consideram os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos de 2012.

A Figura 4-22 permite observar que os custos incorridos pela EEM em 2012 estão sensivelmente ao nível dos custos aceites pela ERSE. Em 2013, os custos aceites pela ERSE são inferiores aos custos reais da EEM.

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 do período regulatório 2012-2014, a energia fornecida e o número de clientes. A Figura 4-23 apresenta essa análise.

Figura 4-23 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EEM

Conclui-se que o rácio OPEX/Cliente da EEM baixou 3% de 2012 para 2013 e o rácio OPEX/Cliente aceite pela ERSE baixou 6% de 2012 para 2013, refletindo que a redução de OPEX/Cliente da empresa de 2012 para 2013 foi inferior à imposta pela ERSE em 3 p.p.

O rácio OPEX/Energia Fornecida da EEM subiu aproximadamente 1% de 2012 para 2013 e o rácio OPEX/Energia Fornecida aceite pela ERSE baixou 2% de 2012 para 2013, refletindo o impacte da diminuição da procura, entre 2012 e 2013 de cerca de 5%.

Ao contrário do sucedido na EDA, em que os custos unitários reais, por cliente foram em 2013 os mais baixos do período em análise e os custos unitários por energia fornecida apenas foram inferiores em 2008 (não obstante a retração da procura registada nos últimos anos), na EEM, os custos unitários reais atingem em 2013 valores superiores aos registados no período regulatório 2006-2008, bem como aos registados em 2011, último ano do período regulatório anterior.

BASE DE CUSTOS

Tendo em conta as conclusões da Figura 4-22, procedeu-se a uma análise de sensibilidade desta atividade com base em dois cenários para aferir qual a base de custos que melhor descreve o desempenho da empresa regulada.

O Quadro 4-8 identifica os valores de OPEX que servem de base de custos para cada um dos cenários considerados.

Quadro 4-8 - Base de custos do OPEX líquido a preços constantes de 2014

		Unid: 10 ³ EUR
		OPEX-Base
Cenário A	OPEX real de 2013	18 759
Cenário B	Média do OPEX real 2012-2013	19 101

Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EEM

O cenário B resulta da média aritmética simples de OPEX de diferentes anos. Este cenário tem a vantagem face ao cenário A de mitigar possíveis efeitos de reduções conjunturais ocorridas em 2013, não se diferenciando do cenário B (-1,8%).

Neste quadro, a definição da base de custos sujeita a metas de eficiência para 2015 seguiu para esta atividade, uma abordagem próxima da seguida para as restantes atividades das Regiões Autónomas, designadamente:

- Média dos custos reais da EEM, para cada nível de tensão, nos anos de 2012 e de 2013 líquidos de ajustamentos de preços de transferência, atualizados para 2015, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X)⁶⁷;
- Procedeu-se à repartição dos custos reais por nível de tensão em função do peso da média dos custos aceites pela ERSE, nos anos de 2012 e 2013, para cada nível de tensão;
- A estes valores foram acrescentados os custos médios, por cada nível de tensão, dos anos de 2012 e de 2013, com a frota automóvel, que passam a integrar a base de custos sujeita a aplicação de metas de eficiência.

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 2015-2017 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.

⁶⁷ 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 2012-2014.

No período regulatório anterior 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%).

Pelos motivos exposto no caso da atividade de DEE da EDA, a ERSE manterá para o período regulatório 2015-2017 os indutores de custo utilizados no período regulatório 2012-2014, 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.

FATOR DE EFICIÊNCIA

Pelos motivos já referidos, foi efetuada, uma comparação entre as atividades reguladas nas duas Regiões Autónomas apresentado no capítulo 4.1 com vista à definição das metas de eficiência a aplicar a cada empresa.

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

- No período regulatório 2012-2014, a EEM reduziu a seus custos da atividade de DEE, relativamente ao período regulatório anterior;
- Contudo, os custos reais da empresa foram no ano de 2013 ligeiramente superior aos proveitos permitidos pela ERSE, tendo sido, contudo, inferiores aos verificados em 2012;
- A base de custos para o período regulatório 2015-2017 foi ajustada, ligeiramente em alta, em função da média dos custos reais de 2012 e de 2013 (últimos anos de contas fechadas e auditadas), acrescida dos custos com a frota automóvel, que anteriormente era aceites fora do mecanismo de *price cap*.

Face ao desempenho da empresa importa deixar alguma margem à empresa para o próximo período regulatório. No entanto, observou-se que continua a existir um diferencial importante entre os valores alcançados pela empresa e os valores objetivos da ERSE. Assim, propõe-se rever em baixa o valor da meta de eficiência, não podendo deixar de continuar a impor metas exigente, ao passar de 5% para 4%.

4.3.2.1 PARÂMETROS

O Quadro 4-9 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2015-2017, base de custos em 2015 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2016 e de 2017. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2016 e 2017, 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

Quadro 4-9 - Parâmetros da DEE

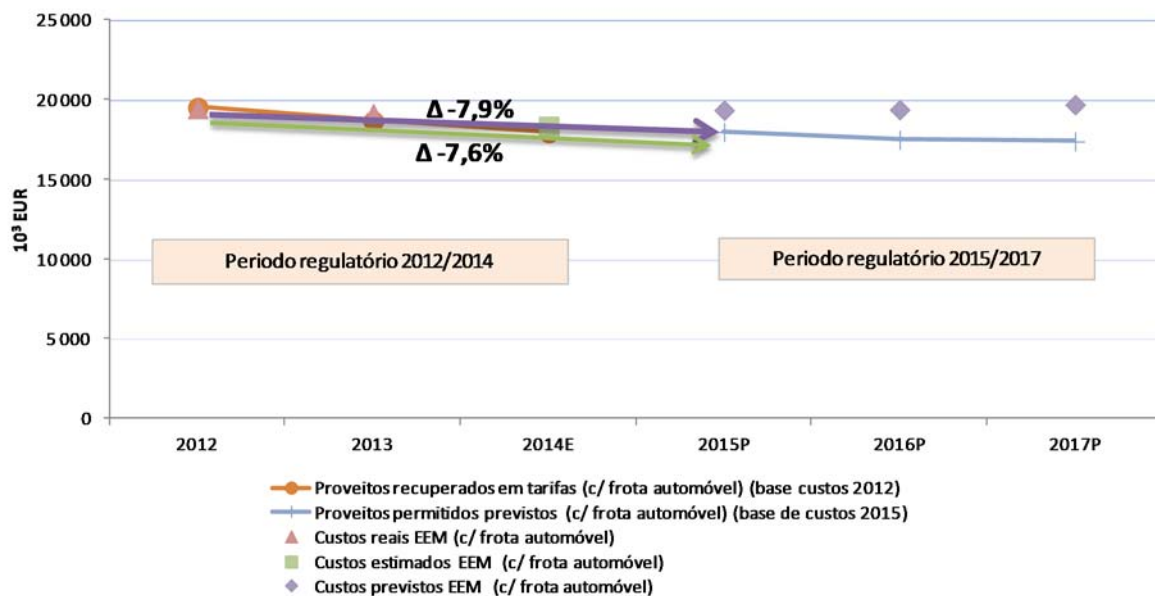
MT	período regulatório 2012-2014	2015	2016	2017
componente fixa (milhares de EUR)		2 426		
Fator de eficiência custos fixos	5,00%		4,00%	4,00%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,0062		
Fator de eficiência energia fornecida	5,00%		4,00%	4,00%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)		4,0065		
Fator de eficiência nº médio de clientes	5,00%		4,00%	4,00%

BT	período regulatório 2012-2014	2015	2016	2017
componente fixa (milhares de EUR)		6 579		
Fator de eficiência custos fixos	5,00%		4,00%	4,00%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,0055		
Fator de eficiência energia fornecida	5,00%		4,00%	4,00%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)		0,0241		
Fator de eficiência nº médio de clientes	5,00%		4,00%	4,00%

Fonte: ERSE, EEM

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 4-24.

Figura 4-24 - 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 2015 é inferior em cerca de 7,9% à base de custos fixada no período regulatório anterior. No que diz respeito à evolução real entre 2012 e 2015, prevê-se um decréscimo de 7,6%.

5 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – EDP SERVIÇO UNIVERSAL E REGIÕES AUTÓNOMAS

5.1 ENQUADRAMENTO

A comercialização de energia elétrica surge no final da cadeia de valor do setor elétrico (*downstream*). As atividades dos comercializadores de energia elétrica correspondem essencialmente a atividades de *procurement*, *hedging* do risco de variação dos preços de mercado, angariação de novos clientes, faturação e cobrança, atendimentos e reclamações, *metering*, entre outros.

Atendendo à natureza das atividades desta fase da cadeia de valor, considera-se que este mercado tem uma natureza potencialmente concorrencial, não apresentando as características típicas de um monopólio natural. Assim, tem ocorrido um processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de energia elétrica.

Este facto acarreta, naturalmente, consequências ao nível do *modus operandi* e da estrutura de custos da EDP SU, no seguimento do processo de extinção de tarifas e extinção da sua atividade.

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.

Adicionalmente ao exercício regulatório inerente às empresas reguladas comercializadoras de energia elétrica surge, no quadro legal vigente, o dever de se definirem 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 do OPEX unitário para a atividade de comercialização, sempre que aplicável.

Face ao exposto, a recente revisão regulamentar visou:

- Harmonizar as metodologias de cálculo do OPEX entre as empresas reguladas do Continente e das RAs, através da definição de custos de referência para a atividade de comercialização;
- A definição sustentada do OPEX para o Continente e para as 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, pese embora a definição do OPEX para o Continente e para as RAs procure internalizar e as conclusões obtidas ao nível dos custos de referência apurados, o presente capítulo centra-se na definição do OPEX e dos respetivos parâmetros a aplicar no período regulatório 2015-2017, sendo a definição dos custos de referência para a atividade de CEE desenvolvida no capítulo 7.

Por último, refira-se que, por forma a complementar, a informação solicitada no âmbito do questionário realizado no decurso de 2013, foi submetido um questionário adicional às empresas comercializadoras reguladas, no sentido de dotar a ERSE de um conjunto de informação adicional sobre a atividade de comercialização, apoiando o regulador na definição dos parâmetros para o próximo período regulatório, bem como na definição dos custos de referência da atividade de CEE, conforme descrito adiante.

5.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE

5.2.1 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 maneo.

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”).

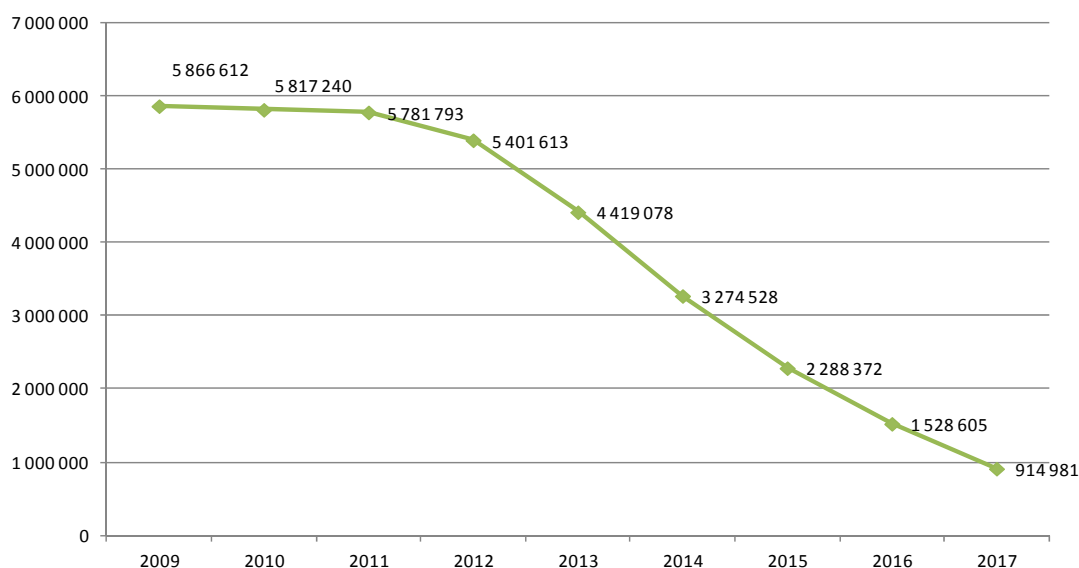
Deste modo, a atividade de CEE apresenta uma base de custos onde o recurso à subcontratação a empresas do grupo EDP assume um peso elevado, sendo de salientar os serviços prestados pela EDP Soluções Comerciais que atingem mais de 60% no total da rubrica de FSE. Por forma a avaliar a eficiência e razoabilidade destes custos foi elaborado um estudo, por recurso a um consultor externo (Deloitte), no âmbito de um protocolo acordado entre a ERSE, a EDP SU e a EDP SC.

De acordo com os resultados obtidos no estudo, 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.

Esta situação, associada à preparação do período de regulação que agora se inicia, onde a atividade de Comercialização de Último Recurso sofre alterações significativas, torna essencial conhecer em detalhe e aferir a razoabilidade dos custos incorridos pela EDP SU, pelo que foi solicitada uma atualização do anterior estudo. Esta informação foi complementada com um questionário realizado pela ERSE à EDP SU e à EDP SC. Para o presente período regulatório, o RT preconiza a manutenção de uma regulação por *price-cap*, devendo rever-se com especial atenção os parâmetros a aplicar, sobretudo devido à intensificação da saída dos clientes para o mercado.

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 2017.

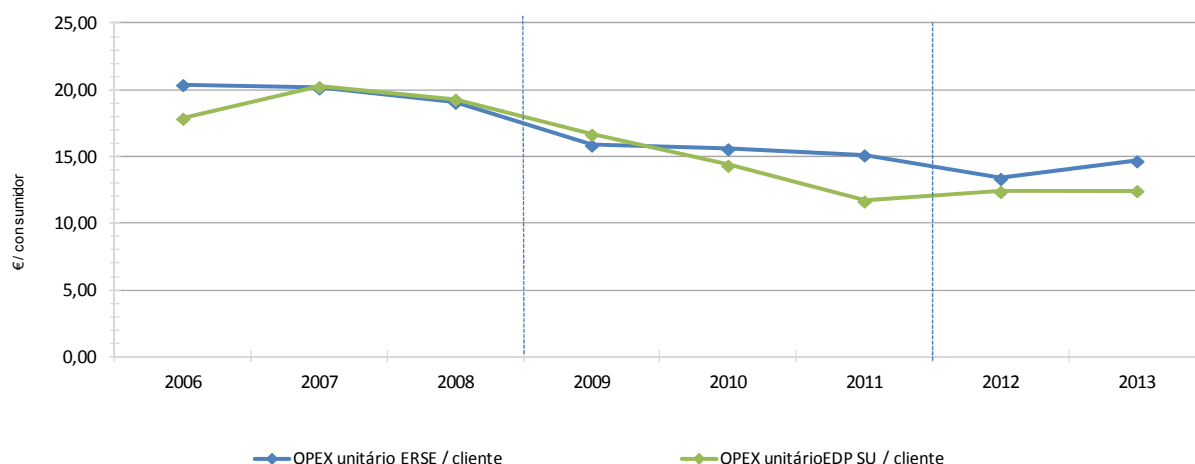
Figura 5-1 - Evolução número médio de clientes da EDP SU



Fonte: EDP SU

Adicionalmente, a figura infra apresenta o desempenho da EDP SU ao longo dos últimos 3 períodos regulatórios, no que respeita ao OPEX controlável unitário sujeito a metas de eficiência (valores empresa vs valores ERSE).

**Figura 5-2 - Custos unitários por cliente
(preços constantes 2013)**



Fonte: ERSE e EDP SU

Conforme se pode observar pela figura supra, pese embora o OPEX unitário por cliente (valores EDP SU) 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. A existência nesta atividade de custos fixos de curto e médio prazo justifica este desalinamento.

O desempenho da empresa no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador permite concluir que, com a introdução de metas de eficiência em 2009, se observa um afastamento dos custos reais face aos custos aceites pela ERSE, tendo a EDP SU evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE e conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.

Registe-se, no entanto, que esta análise incide apenas nas rubricas que concorrem para a base de custos sujeita à aplicação do *price-cap*, tendo-se vindo adicionalmente a verificar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas.

5.2.2 EDA

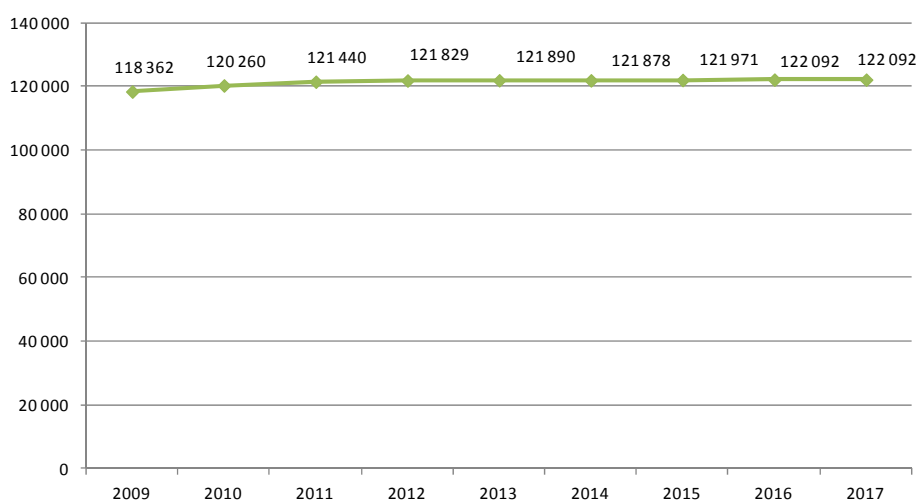
A EDA desenvolve as suas atividades como operador único na RAA, mercado que apresenta algumas especificidades quer pela sua localização, quer pela sua dispersão por várias ilhas. Com efeito, a empresa dispõe de uma rede de 15 lojas distribuídas por todas as ilhas da RAA, bem como 3 centros de energia onde os clientes podem efetuar qualquer tipo de operação, independentemente da ilha onde estejam e para a qual pretendam o respetivo serviço.

Até 2008 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX e 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.

No período regulatório 2012-2014, o CAPEX 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, podendo-se concluir pela manutenção do nível de consumidores no período em análise, quer em termos reais, quer em termos previsionais, como seria expectável.

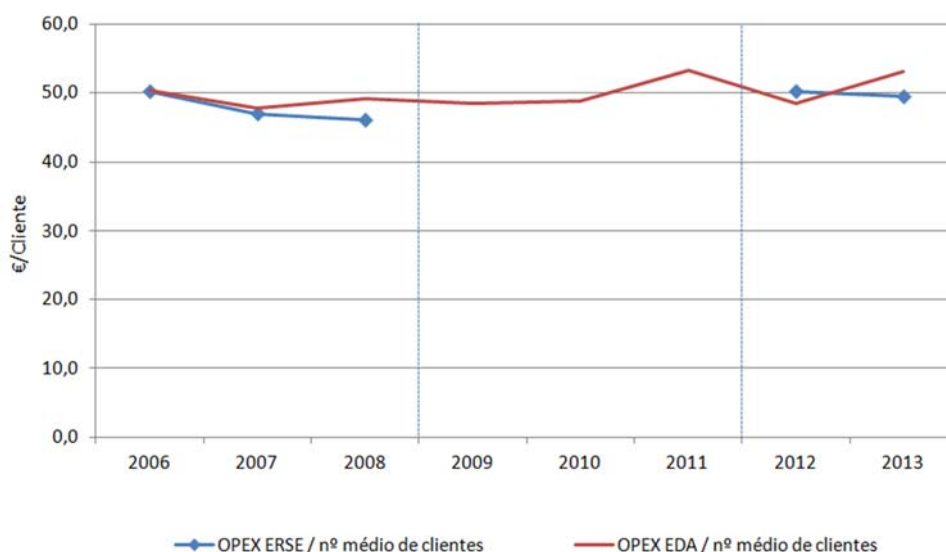
Figura 5-3 - Evolução número médio de clientes da EDA



Fonte: EDA

No que concerne ao desempenho da EDA ao longo dos últimos 3 períodos regulatórios, o gráfico infra apresenta a evolução do OPEX controlável unitário sujeito a metas de eficiência (valores empresa vs valores ERSE).

**Figura 5-4 - Custos unitários por cliente EDA
(preços constantes de 2013)**



Fonte: ERSE e EDA

Importa desde já referir que 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 destringir os custos que dizem respeito às componentes de OPEX e de CAPEX.

Da observação da Figura 5-4 é possível concluir que, embora os custos reais unitários da EDA sejam superiores aos custos aceites pela ERSE, estes registaram um decréscimo em 2012, o que demonstra um esforço de redução de custos por parte da empresa.

5.2.3 EEM

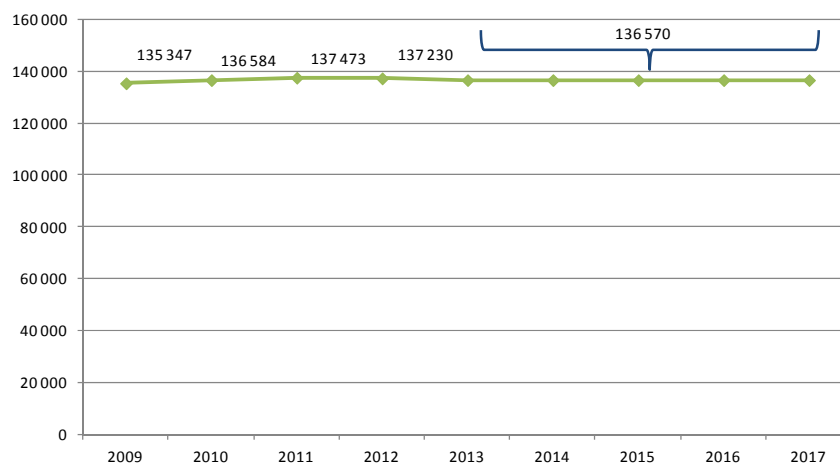
A EEM desenvolve as suas atividades como operador único na RAM, mercado que apresenta algumas especificidades pela sua localização. Adicionalmente, pelo facto de a EEM ser uma empresa verticalmente integrada, a estrutura organizacional da área comercial encontra-se dispersa pela estrutura da empresa, 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 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.

O gráfico infra apresenta a evolução do número médio de clientes da EEM, podendo-se concluir pela manutenção do nível de consumidores no período em análise, quer em termos reais, quer em termos previsionais, como seria expectável.

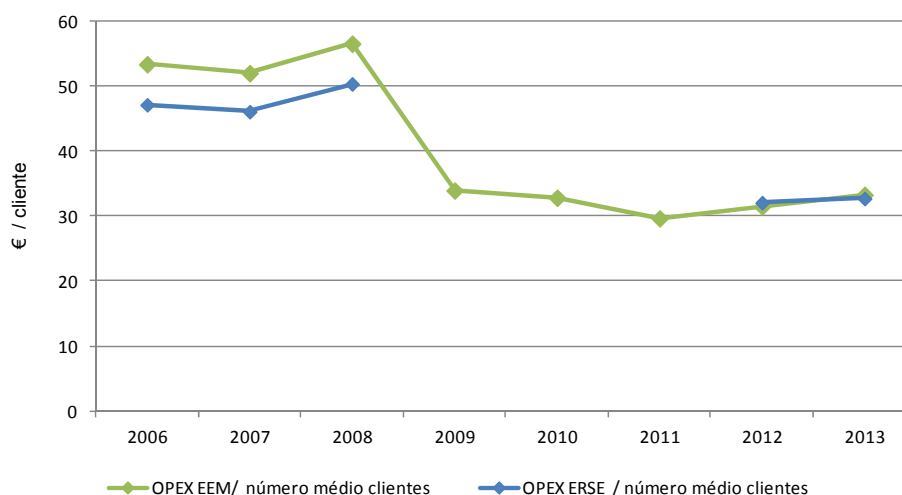
Figura 5-5 - Evolução número médio de clientes da EEM



Fonte: EEM

A figura infra apresenta o desempenho da EEM ao longo dos últimos 3 períodos regulatórios, no que respeita ao OPEX controlável unitário sujeito a metas de eficiência (valores empresa vs valores ERSE).

**Figura 5-6 - Custos unitários por cliente EEM
(preços constantes de 2013)⁶⁸**



Fonte: ERSE e EEM

Importa desde já referir que 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 destringir 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. Este facto evidencia, sobretudo, uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM, tendo em conta que apenas foi exigido à empresa que o OPEX evoluísse em função da inflação.

5.2.3.1 BENCHMARKING DAS EMPRESAS COMERCIALIZADORAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

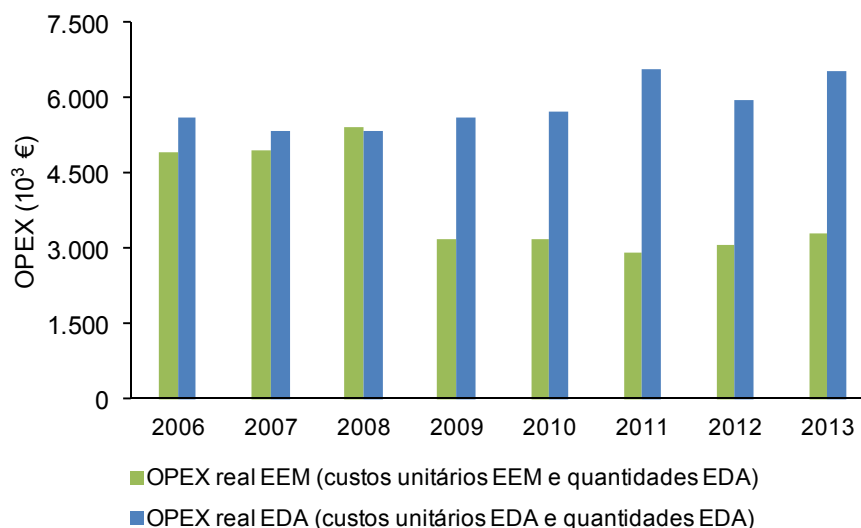
Em linha de conta com o desenvolvido para a AGS e DEE, realizou-se uma análise de *benchmarking*, comparando-se o desempenho das duas empresas.

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 5-7 e Figura 5-8 ilustram qual a empresa, que para uma mesma quantidade, incorre em menores custos de exploração. A Figura 5-7

⁶⁸ 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.

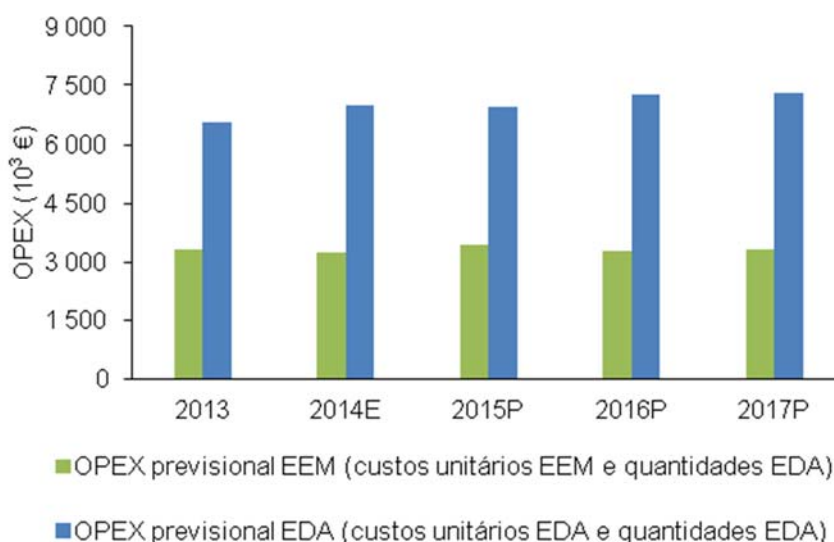
efetua uma análise *ex-post*, focando-se em anos regulatórios passados, enquanto a Figura 5-8 efetua uma análise *ex-ante*, tendo por base as previsões apresentadas pelas empresas.

Figura 5-7 - 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 2013, a preços constantes de 2014



Fonte: Protocolo ERSE/FEP; EDA; EEM

Figura 5-8 - Comparação *ex-ante* (2015-2017) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (energia vendida a retalho), a preços constantes de 2014

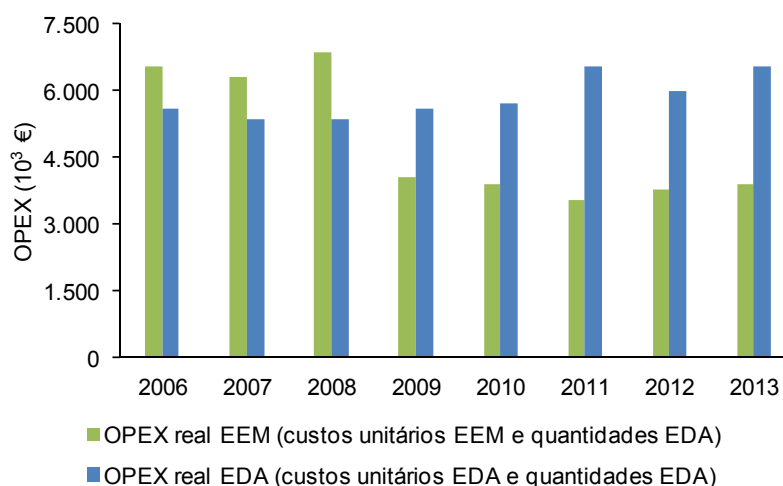


Fonte: Protocolo ERSE/FEP; EDA; EEM

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

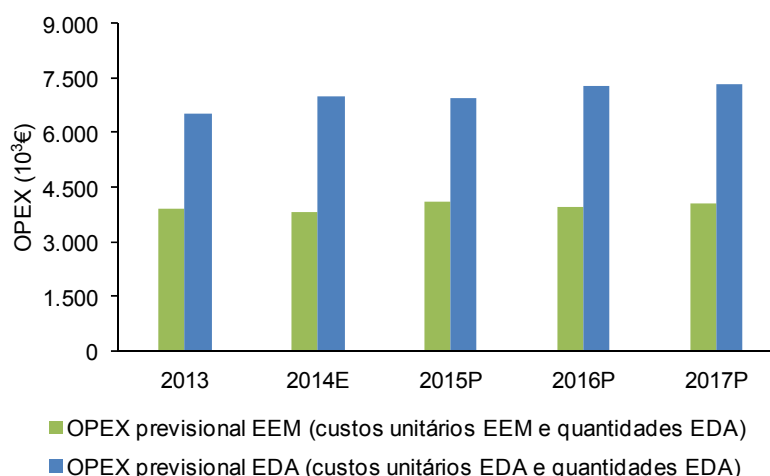
número de ilhas superior ao servido pela EEM. Considerando como variável normalizada o número médio de clientes, as conclusões revelam-se idênticas face às obtidas quando considerando a energia vendida a retalho, conforme demonstram as Figura 5-9 e Figura 5-10.

Figura 5-9 - 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 2014



Fonte: Protocolo ERSE/FEP; EDA; EEM

Figura 5-10 - Comparação *ex-ante* (2015-2017) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (número médio de clientes), a preços constantes de 2014



Fonte: Protocolo ERSE/FEP; 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.

5.3 PARÂMETROS

5.3.1 BASE DE CUSTOS PARA 2015

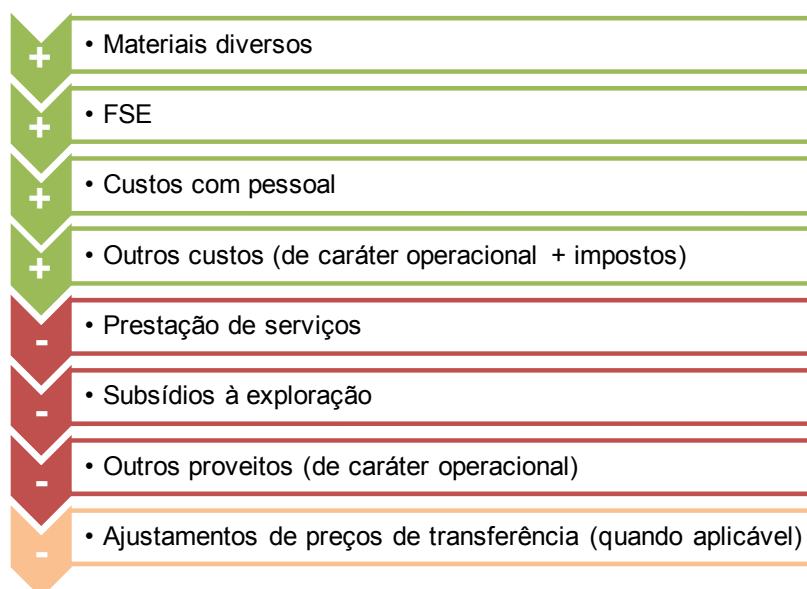
Para efeitos de definição de base de custos serão analisados nos capítulos abaixo os (i) custos controláveis de exploração líquidos de proveitos, que serão objeto de aplicação de metas de eficiência, bem como (ii) a razoabilidade dos custos não controláveis incorridos pelas empresas em apreço. As referidas análises consubstanciam-se nas rubricas elegíveis para o apuramento destas bases de custo, bem como na metodologia de cálculo aplicada.

5.3.1.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS SUJEITA A METAS DE EFICIÊNCIA

RUBRICAS ELEGÍVEIS

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) sujeita a aplicação de metas de eficiência, para 2015, consideraram-se as rubricas conforme Figura 5-11.

Figura 5-11 - 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 controláveis e não controláveis.

Fonte: ERSE

Conforme anteriormente descrito, um dos objetivos preconizados na presente revisão regulamentar assenta na harmonização das metodologias regulatórias aplicadas ao nível da atividade de CEE,

incluindo, entre outros, a uniformização das rubricas elegíveis para o apuramento da base de custos entre EDP SU e RAs.

Em linha com este racional, a ERSE optou pela não inclusão da rubrica de provisões na base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência (anteriormente aceite na EDP SU), devendo a aceitação desta rubrica ocorrer numa base anual, em sede de ajustamentos, e sujeita a uma análise crítica da sua natureza e montante.

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 das RAs, se encontrem brevemente justificados infra, uma explicação mais detalhada deverá ser consultada no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”.

METODOLOGIA DE CÁLCULO

A metodologia de apuramento da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência para 2015 consubstancia-se nos seguintes pontos:

1. Apuramento dos custos reais de 2013.

Neste particular, refira-se que a seleção do ano de 2013 como ponto de partida se justifica pelo facto de corresponder ao último ano de informação financeira real auditada, permitindo uma aderência dos valores a considerar pela ERSE aos custos efetivamente incorridos pelas empresas. Este facto tem particular relevância no caso da EDP SU, cuja estrutura de custos se tem vindo a alterar em cada ano, sendo o último ano real auditado fundamental para refletir o *downsizing* da atividade da empresa.

2. Evolução dos custos apurados no ponto 1 até 2015, tendo em conta a manutenção dos pressupostos do período regulatório anterior:

- i. Manutenção da repartição custo fixos e custos variáveis. Com esta opção, a ERSE dá um prazo de cerca de 2 anos para que a EDP, SU possa adaptar a sua base de custos.
- ii. Aplicação dos indutores de custo anteriormente definidos.
- iii. Variação tendo em conta IPIB⁶⁹ e as metas de eficiência previamente definidas.

⁶⁹ O IPIB-X aplica-se apenas à EDP SU, conforme descrito adiante.

3. Repartição da base de custos, por nível de tensão, de acordo com a estrutura de custos controláveis da atividade de comercialização em 2015.

O quadro infra elenca os pontos acima identificados, especificando-os para cada comercializador objeto de análise.

Quadro 5-1 - Resumo da metodologia de cálculo da base de custos controláveis 2015

		EDP SU	EDA	EEM
Base de custos controláveis		Informação financeira real da empresa em 2013		
Parâmetros PR 2012-2014	Indutor de custos	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes
		N.º processos de atendimento		
	Repartição custos fixos vs custos variáveis	50% Componente fixa	50% Componente fixa	50% Componente fixa
		28% Clientes	50% Clientes	50% Clientes
		22% Processos atendimento		
Metas de eficiência	3,50%	0%	0%	
Repartição da base de custos por nível de tensão	De acordo com a estrutura de custos controláveis da atividade			

Fonte: ERSE

Tendo por base a aplicação da metodologia acima descrita, foram apuradas as bases de custos controláveis (sujeitas a metas de eficiência) para cada empresa comercializadora, explanadas nos quadros e figuras infra.

Quadro 5-2 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EDP SU

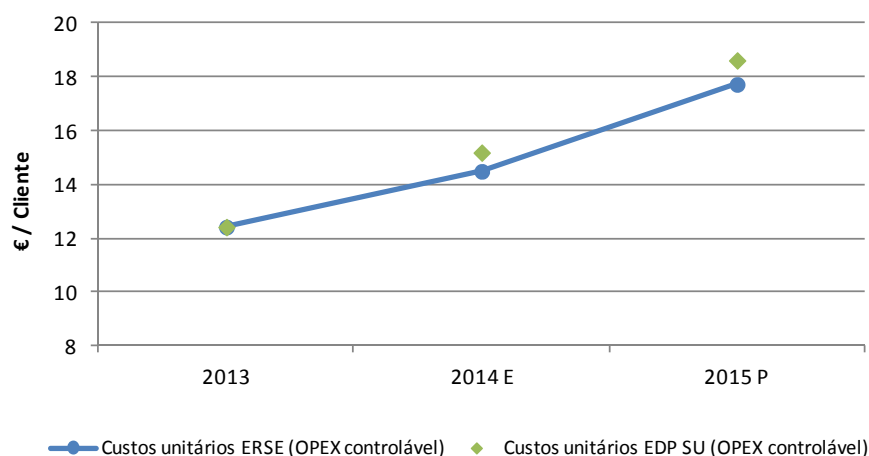
		2013 real	2014	2015
Total custos controláveis		54 901	45 766	39 663
Fixo	50%	27 450	26 692	26 328
<i>Fator eficiência</i>			3,50%	3,50%
Variável		27 450	19 074	13 335
<i>Clientes</i>	28%	15 372	10 681	7 468
<i>N.º clientes</i>		4 419 081	3 157 838	2 238 233
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		3,47860	3,38250	3,33639
<i>Processos atendimento</i>	22%	12 078	8 393	5 867
<i>N.º processos</i>		3 828 011	2 735 464	1 938 860
<i>Custo unitário por processo (€/processo)</i>		3,15521	3,06804	3,02622
<i>Factor Eficiência</i>			3,50%	3,50%
<i>IPJB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)</i>			0,74%	2,14%

Fonte: ERSE e EDP SU

Refira-se que, face à inexistência de informação acerca dos processos de atendimento relativamente aos anos de 2014 e 2015, a ERSE tomou como pressuposto que este indutor evolui em linha com o número médio de clientes.

A base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência apurada para a EDP SU, calculada na Figura 5-12, resulta nos custos unitários ilustrados no gráfico infra:

Figura 5-12 - Custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência EDP SU



Fonte: ERSE e EDP SU

De acordo com o gráfico supra é possível observar que relativamente ao OPEX controlável sujeito a metas de eficiência, o custo unitário por cliente apurado pela ERSE para 2015 (17,72€/cliente) é inferior ao valor previsto pela EDP SU (18,61€/cliente).

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.

No que respeita à realidade das RAs, teve que se efetuar um ligeiro ajustamento à metodologia de cálculo da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, nomeadamente através da desconsideração da inflação (IPIB) para evolução das componentes fixas e variáveis do ano de 2013 para 2015. Esta opção é explicada pelo efeito conjugado de i) a meta de eficiência no anterior período regulatório se ter fixado nos 0% e ii) se verificar uma estabilidade ao nível da atividade das empresas, medida pela evolução do número de clientes, pelo que, ao utilizar-se a inflação, seria apurada uma base de custos em 2015 superior ao valor real de 2013. Tendo em conta que estas empresas se caracterizam pela manutenção dos níveis de atividade, desconsiderou-se este efeito.

Deste modo, em traços gerais, a base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência apurada para 2015 corresponde ao valor real registado pela empresa no ano de 2013. Os quadros e gráficos infra ilustram a situação descrita.

Quadro 5-3 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EDA

✓ Desconsiderando inflação
Valores em 10³ euros

		2013 real	2014	2015
Total		6 464	6 464	6 467
Fixo	50%	3 232	3 232	3 232
<i>Fator eficiência</i>			0,00%	0,00%
Variável	50%	3 232	3 232	3 234
<i>N.º clientes</i>		121 890	121 878	121 971
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		26,51782	26,51782	26,51782
<i>Eficiência</i>			0,00%	0,00%
<i>IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)</i>				

Fonte: ERSE e EDA

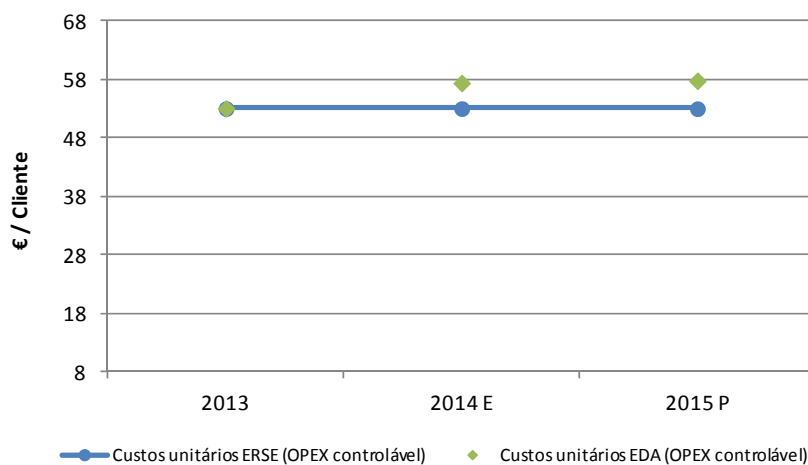
Acresce referir que foi feito um ajustamento adicional à base de custos, em virtude das conclusões obtidas com a análise dos preços de transferência, as quais poderão ser consultadas com maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”.

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 de 20%. 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 de 20% às empresas do grupo, apurou-se o valor correspondente a esta margem nos serviços prestados pela empresa, e deduziu-se este valor à base de custos.

A base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência apurada para a EDA resulta, assim, nos custos unitários ilustrados no gráfico infra:

Figura 5-13 - Custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência EDA



Fonte: ERSE e EDA

Conforme se pode verificar, o custo unitário por cliente apurado pela ERSE para 2015 (53,02 €/cliente) é inferior ao valor previsto pela EDA (57,59 €/cliente), no que respeita às rubricas controláveis sujeitas a eficiência.

Caracterizando-se a EDA por uma estabilidade ao nível da sua atividade, e tendo em conta a eficiência exigida no período regulatório anterior, a ERSE propõe que a empresa mantenha, em 2015, um nível de OPEX controlável em linha com os valores reais de 2013, conforme anteriormente descrito.

No que respeita à EEM, encontra-se detalhado infra o cálculo da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência para 2015.

Quadro 5-4 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM



Desconsiderando inflação

Valores em 10³ euros

		2013 real	2014	2015
Total		4 547	4 547	4 547
Fixo				
	50%	2 273	2 273	2 273
<i>Fator eficiência</i>			0,00%	0,00%
Variável				
	50%	2 273	2 273	2 273
<i>N.º clientes</i>		136 570	136 570	136 570
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		16,64533	16,64533	16,64533
<i>Eficiência</i>			0,00%	0,00%
<i>IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)</i>				

Fonte: ERSE e EEM

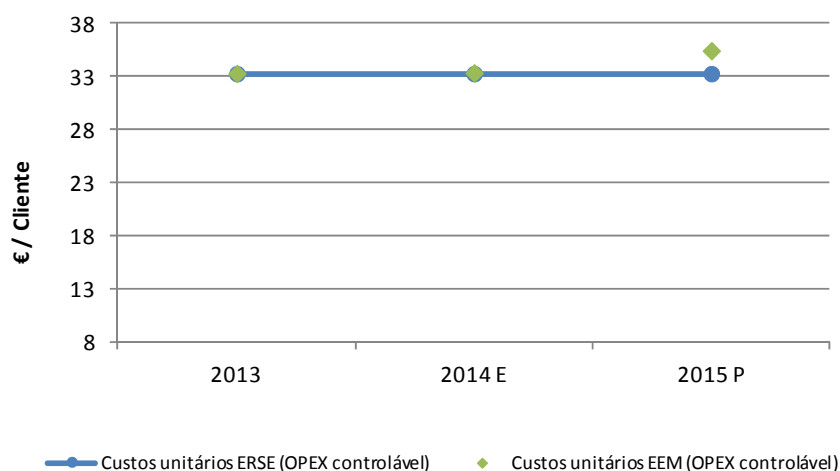
Neste particular cumpre referir que os custos com o *call center* passam, no novo período regulatório, a estar incluídos na base de custos sujeita a metas de eficiência.

Esta decisão surge da necessidade de harmonização de procedimentos entre empresas, permitindo, também, refletir as conclusões obtidas na análise à documentação dos preços de transferência, de acordo com o evidenciado em maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2015 das empresas reguladas do setor elétrico”.

No seguimento da referida análise foi realizado um ajustamento adicional à base de custos da empresa, na medida em que se concluiu que a EEM paga pelo serviço de estacionamento dos seus colaboradores um preço significativamente superior ao praticado em contexto de mercado. Neste sentido, apurou-se o valor médio para este tipo de serviço, tendo em conta critérios de comparabilidade, tendo-se ajustado a base de custos da EEM em consonância.

A Figura 5-14 esquematiza os custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência decorrentes das opções tomadas pela ERSE, comparando os valores ERSE com os valores EEM.

Figura 5-14 - Custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência EEM



Fonte: ERSE e EEM

No que respeita ao OPEX controlável sujeito a metas de eficiência, o custo unitário por cliente apurado pela ERSE para 2015 (33,29 €/cliente) é inferior ao valor previsto pela EDA (35,45 €/cliente).

Tal como observado no caso da EDA, a EEM regista uma estabilidade ao nível da sua atividade, pelo que as opções propostas pela ERSE vão no sentido de a empresa manter, em 2015, um nível de OPEX controlável em linha com os valores reais de 2013.

Refira-se que, em linha com as conclusões obtidas no capítulo 5.2.3.1, existe um diferencial ao nível dos custos unitários aceites pela ERSE entre a EDA e a EEM, decorrentes da estrutura comercial da EDA acarretar custos de exploração adicionais comparativamente à infraestrutura da EEM, que refletem as condições morfológicas e demográficas específicas dos mercados em que as empresas atuam.

5.3.1.2 COMPONENTE DE CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS

Dadas as particularidades da atividade de comercialização, consubstanciadas, entre outros, na dificuldade de gestão do fundo de maneo das empresas; no desfasamento existente entre o PMR e o PMP e na gestão dos clientes de cobrança duvidosa, é crucial avaliar-se a razoabilidade da inclusão de uma componente de custos não controláveis.

Note-se, porém, que pese embora seja reconhecida a importância da inclusão desta parcela de custo, a mesma deverá ser analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, devendo apenas ser considerada quando justificável.

No que respeita à realidade da EDP SU, verificou-se, no âmbito de uma análise histórica aos custos de exploração incorridos pela EDP SU com a atividade de comercialização, que se têm vindo a verificar um conjunto de custos de carácter extraordinário, decorrentes de alterações no nível de atividade e no perfil da carteira de clientes da EDP SU, subjacentes ao processo de extinção de tarifas. Deste modo, e acrescentando o facto da avaliação da base de custos para o próximo período regulatório se revelar crucial neste contexto de diminuição de atividade, propõe-se incluir uma componente de custos não controláveis.

Esta componente, no ano de 2015 em particular, corresponde a uma margem que visa a reposição das necessidades financeiras da empresa, já existente no período regulatório anterior, e é calculada de acordo com o quadro infra.

Quadro 5-5 - Custos não controláveis 2015 EDP SU

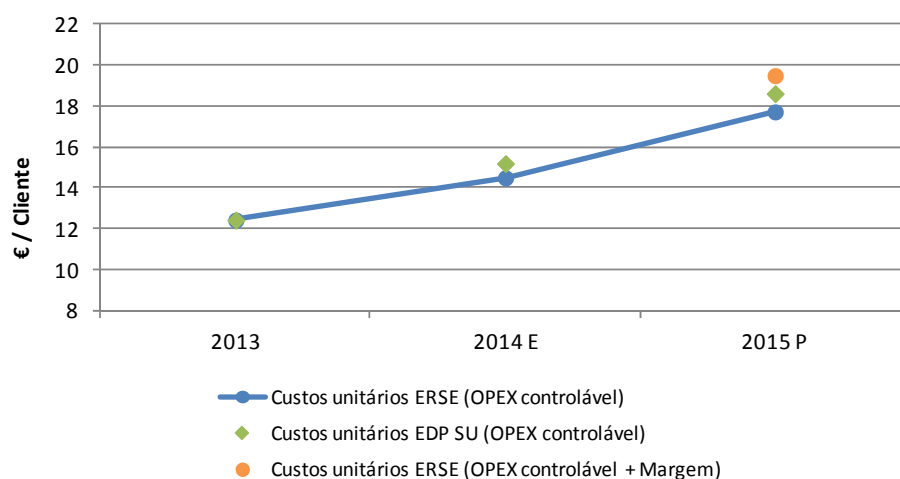
Valores em 10³ euros

	Margem 2015
NT	24
Diferencial prazo médio Rec ^{to} . e Pag ^{to} .	7
Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	10 804
Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	8 572
Taxa de reposição	6,75%
BTE	21
Diferencial prazo médio Rec ^{to} . e Pag ^{to} .	4
Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	12 775
Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	15 642
Taxa de reposição	6,75%
BTN	3 921
Diferencial prazo médio Rec ^{to} . e Pag ^{to} .	25
Custos com a actividade de CVEE afectos a NT	299 387
Proveitos permitidos da CVATD afectos a NT	552 586
Taxa de reposição	6,75%
Total	3 966

Fonte: ERSE e EDP SU

Face ao exposto, apresentam-se abaixo os custos unitários totais propostos para a EDP SU para o ano 2015, comparando-os com os custos unitários controláveis sujeitos a metas de eficiência, complementando assim a informação apresentada na Figura 5-15.

Figura 5-15 - Custos totais unitários EDP SU



Fonte: ERSE e EDP SU

Conforme se pode observar, pese embora o custo unitário por cliente apurado pela ERSE para 2015 seja inferior ao valor previsto pela EDP SU, no que concerne aos custos controláveis, esta diferença inverte-

se quando considerados os custos não controláveis apurados pela ERSE para 2015 (“margem”), os quais se traduzem num incremento de 1,77€/cliente relativamente ao OPEX unitário controlável.

No que concerne à realidade das RAs, uma análise similar aos custos de exploração historicamente incorridos no âmbito da atividade de comercialização não evidencia a necessidade de inclusão de uma componente de custos não controláveis em Tarifas 2015. Refira-se, neste particular, que no período regulatório anterior não foi exigida qualquer meta de eficiência à atividade de CEE das RAs, tendo-se aceite os custos previstos pelas empresas para 2012, evoluindo de acordo com a inflação e, em 50%, com o número médio de clientes, indutor que se manteve estável ao longo do período.

Cumpre mencionar, contudo, que para os anos seguintes será avaliada a necessidade de se incluir esta componente de custos para as RAs, bem como reavaliada a necessidade de manutenção da margem ao nível da EDP SU.

5.3.2 INDUTORES DE CUSTOS

Conforme anteriormente demonstrado (*vide* Figura 5-14), no período regulatório 2012-2014 foram aplicados indutores de custo distintos entre a atividade de comercialização do Continente e das RAs. Pese embora ter-se verificado que os indutores de custos anteriormente aplicados – número médio de clientes e processos de atendimento (apenas no Continente) - registaram aderência à evolução da atividade das empresas, no caso da EDP SU a ERSE deparou-se com a problemática da auditabilidade do indutor processos de atendimento, pelos motivos já referidos.

Deste modo, foi desenvolvido um estudo por forma a aferir qual(ais) o(s) indutor(es) de custos mais relevantes e aderentes à atividade de comercialização de energia elétrica, preenchendo, simultaneamente, o requisito da fiabilidade e auditabilidade exigida pela ERSE.

Porter (1980)⁷⁰ refere o conceito de indutor de custo para designar variáveis estruturais que influenciam o nível de uma atividade. Na prática, o processo de seleção de indutores de custos visa identificar as variáveis que induzem consumo de recursos económicos no contexto de uma determinada atividade (Babad and Balachandran, 1993⁷¹; Kaplan e Atkinson, 1998⁷²).

A literatura sobre a identificação de indutores de custo ao nível da comercialização de eletricidade é muito escassa. Noutros contextos, a identificação dos indutores de custo tem passado pela identificação de correlações ou relações causais mais complexas entre as variáveis selecionadas como potenciais indutores de custos e os custos que estão alocados às atividades cujos indutores se procura identificar.

⁷⁰ M. Porter (1980), “Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors”, Free Press, New York.

⁷¹ Babad, Y.M. e B.V. Balachandran (1993), “Cost driver optimization in activity-based costing”, *The Accounting Review*, Vol. 68(3), pp. 563-575.

⁷² Kaplan, R. e A. Atkinson (1998), *Advanced Management Accounting* (3rd Edition), Prentice-Hall.

No caso concreto dos comercializadores de energia elétrica no segmento regulado, as principais atividades desenvolvidas são a faturação e cobrança. Para cada uma destas atividades, consideramos os seguintes potenciais indutores de custos (variáveis):

- i. Número médio de clientes; número de faturas por ano; número médio de clientes com adesão à fatura eletrónica (no caso das atividades de faturação);
- ii. Número médio de clientes; número médio de cobranças por cliente; percentagem de débitos diretos nos pagamentos; prazo médio de recebimentos (no caso das atividades de cobrança).

No âmbito do processo de seleção dos indutores de custos, coloca-se frequentemente um *trade-off*. Por um lado, é recomendável incluir um conjunto de indutores suficientemente alargado por forma a captar a complexidade das atividades. Por outro lado, é recomendável evitar que a complexidade do sistema de indutores de custo selecionados dificulte a alocação dos custos das atividades aos seus indutores⁷³, evitando por exemplo, considerar a duplicação de indutores (correspondentes a variáveis fortemente correlacionadas). Como refere Lima (2010)⁷⁴ citando Cooper (1989)⁷⁵, três fatores deverão ser considerados aquando da selecção de um *cost driver*: (i) O custo da avaliação: o sistema deve procurar incluir um número de *cost drivers* que seja relativamente fácil de obter; (ii) O grau de correlação; (iii) Efeito comportamental.

Do ponto de vista teórico, para efeitos de uma rigorosa identificação dos indutores de custos das atividades associadas à comercialização (nomeadamente faturação e cobrança) seria desejável estimar uma função custo para cada atividade, analisando quais são as variáveis estatisticamente significativas para explicar o comportamento de cada tipo de custo. No entanto face à informação disponível, não é possível construir um modelo econométrico que relacione os custos das referidas atividades com as putativas variáveis indutoras desses custos (sendo que as mais significativas seriam selecionadas como indutores de custo).⁷⁶

Em concreto, o processo de seleção de indutores de custos é fortemente restringido por uma importante condicionante: a amostra é constituída por empresas comercializadoras com características muito distintas e estruturas de custo diferenciadas o que, apesar de introduzir variabilidade nos dados que

⁷³ Como refere Lima (2010), “Babad e Balachandran (1993) provam matematicamente que se duas ou mais atividades estão perfeitamente correlacionadas, então não há qualquer benefício em tratá-las separadamente”.

⁷⁴ Lima (2010), “The Applicability of the Principles of Activity-Based Costing System in a Higher Education Institution”, *Economics and Management Research Projects: An International Journal*. Disponível online em: <http://www.fep.up.pt/repec/por/emrpij/files/EMRPIJ.v1.is1.p57.65.pdf>

⁷⁵ R. Cooper (1989), “The Rise of Activity-Based Costing Part Three: How Many Cost Drivers do You Need, and How do You Select Them?”, *Journal of Cost Management*, Vol. 1, pp. 34-46

⁷⁶ Note-se que noutro contexto, este tipo de modelização poderá ser possível. Por exemplo, ao nível da regulação do mercado de energia elétrica (ainda que no segmento da distribuição), o regulador britânico Ofgem tem em conta uma metodologia próxima desta, dado que no quinto período regulatório, os indutores de custo foram estabelecidos com base nos resultados de um estudo em foram estimadas um conjunto de funções custo no sentido de aferir os principais indutores dos OPEX da distribuição. No caso concreto do mercado britânico, este tipo de abordagem torna-se possível, uma vez que existem diversas empresas no setor da distribuição (com características mais próximas) tornando possível a adopção de métodos paramétricos para efeitos de estimação dos indutores de custo.

compõem a amostra, pode introduzir algumas distorções na análise. Adicionalmente, atendendo ao reduzido número de empresas que constituem a amostra objeto de estudo do questionário em análise, deve referir-se que não é possível a obtenção de estimativas fidedignas para uma função custo que explore a estrutura em painel dos dados através da estimação por métodos econométricos.⁷⁷

Neste contexto, optou-se por efetuar a seleção de indutores de custo com base na análise de coeficientes de correlação e modelos de regressão linear simples (analisados a título exploratório). Apesar das fortes limitações deste tipo de análise – nomeadamente, em termos de estabelecimento das relações causais necessárias à correta identificação dos indutores de custo – dado o tipo de amostra e os dados disponíveis, dificilmente será possível efetuar uma análise mais rigorosa que permita por exemplo, explorar a estrutura em painel dos dados recolhidos a partir do questionário. Pelos mesmos motivos optou-se ainda, para efeitos de seleção dos indutores de custo da atividade de comercialização no segmento regulado, considerar o OPEX agregado, enquanto *proxy* do nível de atividade das empresas comercializadoras. Os efeitos inerentes à assimetria das estruturas de custo dos diversos comercializadores serão tidos em conta para efeitos de determinação dos custos de referência.

Neste contexto, procedeu-se ao cálculo dos coeficientes de correlação entre as seguintes variáveis: número médio de clientes (CL); número de clientes com adesão à fatura eletrónica (CL – FE); número de clientes com adesão à fatura eletrónica por número médio de clientes (%CL – FE); número de faturas por ano (FACT); número de reclamações (RECL); número médio de cobranças por cliente (COB/CL); número total de cobranças (COB); prazo médio de recebimentos (PMR); percentagem de débitos diretos (%DD); Custos de Exploração (OPEX). Os resultados obtidos estão apresentados na seguinte matriz de correlações.

Quadro 5-6 - Matriz de correlações dos principais indutores de custo

	CL	CL-FE	%CL-FE	FACT	RECL	COB/CL	COB	PMR	%DD	OPEX
CL	1									
CL-FE	0,928021	1								
%CL-FE	-0,07373	0,082246	1							
FACT	0,996951	0,983409	0,006214	1						
RECL	0,741837	0,835724	0,121929	0,765055	1					
COB/CL	-0,93941	-0,95461	-0,08792	-0,93654	-0,80072	1				
COB	0,996209	0,989655	0,049311	0,999186	0,775918	-0,9455	1			
PMR	-0,72485	-0,70321	-0,22394	-0,65584	-0,40626	0,518731	-0,65353	1		
%DD	0,377193	0,490179	0,444906	0,366708	0,519048	-0,69243	0,493612	-0,23392	1	
OPEX	0,92419	0,894261	0,089735	0,876633	0,865381	-0,95899	0,905903	-0,65926	0,729968	1

Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA, EDP SU, EEM.

⁷⁷ Atendendo à estrutura de dados em painel da amostra seria recomendável a estimação de uma função custo com recurso a dados em painel (por efeitos fixos ou efeitos aleatórios, em função dos resultados do teste de Hausmann).

A matriz de correlações evidencia uma elevada correlação entre os custos de exploração e o número de clientes (o coeficiente de correlação entre as variáveis ascende a 0,92). A correlação entre os custos de exploração e número de clientes com adesão à fatura eletrónica também é significativa (coeficiente de correlação de 0,89), verificando-se que o aumento do número de clientes com fatura eletrónica resulta num aumento do OPEX pois a correlação é positiva.

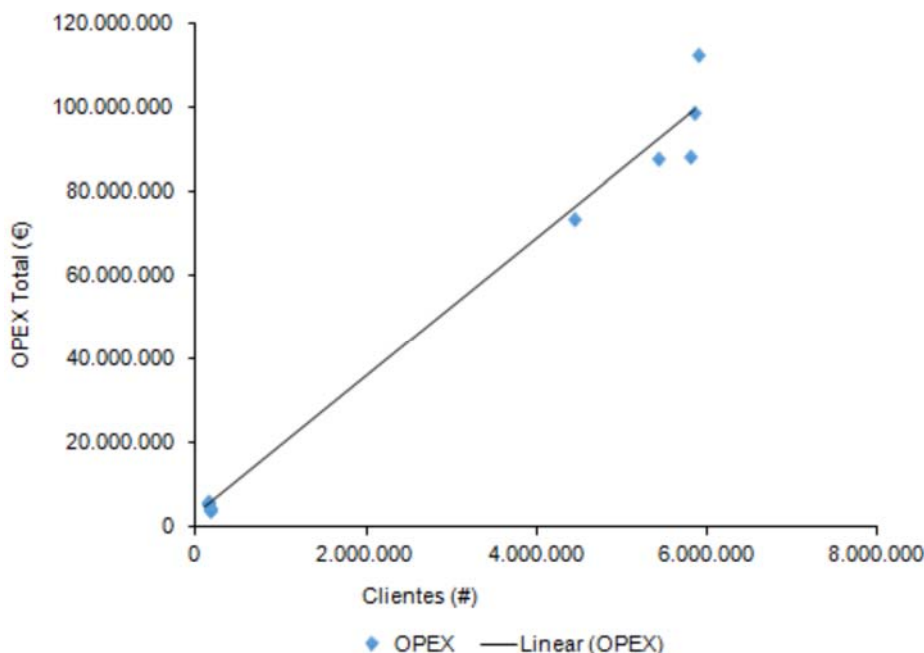
Face à análise da matriz de correlações, verifica-se que os indutores de custo mais relevantes são i) número médio de clientes, ii) número total de faturas/ ano, iii) número de reclamações e iv) número de cobranças. Este resultado revela, assim, que estes indicadores são *proxies* do nível da atividade global das empresas comercializadoras como um todo, pelo que tal resultado seria expectável numa análise de custos agregada.⁷⁸

Deste modo, e tendo em conta o requisito da auditabilidade dos indutores de custos exigida pela ERSE, a variável clientes é relativamente monitorizável por parte da ERSE, atenuando possíveis situações de informação assimétrica entre regulador e empresa regulada, pelo que se revela o indutor mais apropriado.

A fim de ilustrar graficamente a relevância do referido indutor de custo, procedeu-se à representação de um conjunto de nuvens de pontos em que se procura evidenciar a relação entre os custos de exploração e os referidos indutores.

⁷⁸ Indutores de custos mais específicos como percentagem de débitos diretos; percentagem de clientes com fatura eletrónica ou PMR tenderão a ser mais relevantes na análise dos custos diretos mais específicos no âmbito das atividades de faturação e cobrança.

Figura 5-16 - Relação funcional entre custos de exploração da atividade regulada de CEE e número médio de clientes



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Refira-se ainda que se trata de um indutor amplamente aceite em sede dos reguladores e referido no *mainstream* literário (por autores como Joskow, 2000⁷⁹), tendo, por esse motivo, sido aplicado pela ERSE, no último período regulatório, à atividade de comercialização de último recurso do setor do Gás Natural, principalmente devido à sua auditabilidade.

5.3.3 REPARTIÇÃO COMPONENTE FIXA VS COMPONENTE VARIÁVEL

Efetuiu-se uma análise à estrutura de custos das comercializadoras de energia elétrica no segmento de regulado, procurando efetuar a sua desagregação entre as diversas atividades desenvolvidas pela empresa. Os dados tratados para este efeito foram recolhidos do questionário efetuado pela ERSE às empresas comercializadoras reguladas.

Relativamente à decomposição de custos, o questionário procurou identificar:

- Custos Fixos Diretos (CFD);
- Custos Variáveis Diretos (CVD);
- Custos Indiretos de Suporte;
- Custos Não controláveis.

⁷⁹ Joskow (2000), “*Why do we need electricity retailers? Or can you get it cheaper wholesale?*”, mimeo MIT

Face à informação em causa, adotaram-se os seguintes pressupostos:

P1: Assume-se que os custos indiretos de suporte têm uma natureza fixa, sendo por isso designados por custos fixos indiretos (CFI)

P2: Assume-se que os custos não controláveis têm uma natureza variável, sendo por isso designados por custos variáveis indiretos (CVI)⁸⁰. Estes custos não englobam as categorias de custos como amortizações, provisões, imparidades e gastos de financiamento.

Refira-se que, no caso da EDP SU, a presente análise conjuga a resposta ao questionário, com a informação disponibilizada no estudo realizado pela Deloitte, no âmbito do protocolo celebrado entre a ERSE/EDPSU/EDP SC, com o objetivo de avaliar a razoabilidade dos custos imputados pela EDP SC à EDP SU.

Na medida em que o questionário apenas pretendeu recolher informação relativamente aos custos da EDP SU não abordados no estudo realizado pela Deloitte, foram identificados no inquérito como “Outros custos” os correspondentes aos FSE que a empresa adquire à EDP SC. A rubrica de “Outros custos” foi, assim, repartida tendo em linha de conta a desagregação realizada pela Deloitte, bem como outra informação oportunamente facultada pela empresa, relativa ao ano de 2013. Para os anos de 2009 a 2012, os custos indiretos foram repartidos entre fixos e variáveis tendo em conta a ponderação calculada para o ano de 2013.

O quadro seguinte descreve as diferentes rubricas de custo, tendo em conta a realidade da EDP SU.

⁸⁰ Excetuam-se os custos incorridos pela EDP SU com tecnologias de informação, pois pese embora tenham sido classificados no estudo realizado pela Deloitte como custos não controláveis, eles assumem uma natureza de custos fixos. Neste sentido, foram classificados como custos fixos indiretos (CFI).

Quadro 5-7 - Componentes das diversas categorias de custo

		Rubricas pertencentes às categorias desagregadas do OPEX	
CT	Fixos (CTF)	Diretos (CTFD)	Custos com Pessoal (área operacional) Custos com Lojas (Manutenção, Suporte Técnico e afins) Custos com Software - Serviços Informáticos (<i>em outsourcing</i>), Licenças (se aplicável), Call-Center (se aplicável) Outros Custos (Publicidade, Marketing, ...)
		Indiretos (CTFI)	Custos com Pessoal (área suporte) Custos TI de suporte Outros Custos (Planeamento e Reporting, Faturação e Cobrança, Printing e Finishing)
	Variáveis (CTV)	Diretos (CTVD)	Custos com Faturação e Cobrança Custos com Printing e Finishing Custos com Contratação de SE Custos com Distribuição de faturas (portes, franquias e selos postais (se aplicável)) Custos com Serviços (Call Center, Leitura, Agentes) Custos com Gestão da dívida, Planeamento e Reporting (Gestão de Reclamações, Pedidos Informação, Telecomunicações)
		Indiretos (CTVI)	Custos TI partilhados Outros não partilhados Outros (Perdas no sistema ...)

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Feito este exercício, para os anos em análise a repartição de custos de exploração da EDP SU foi: 48% para Custo Variável Direto (CVD) e de 52% para Custo Fixo Indireto (CFI).

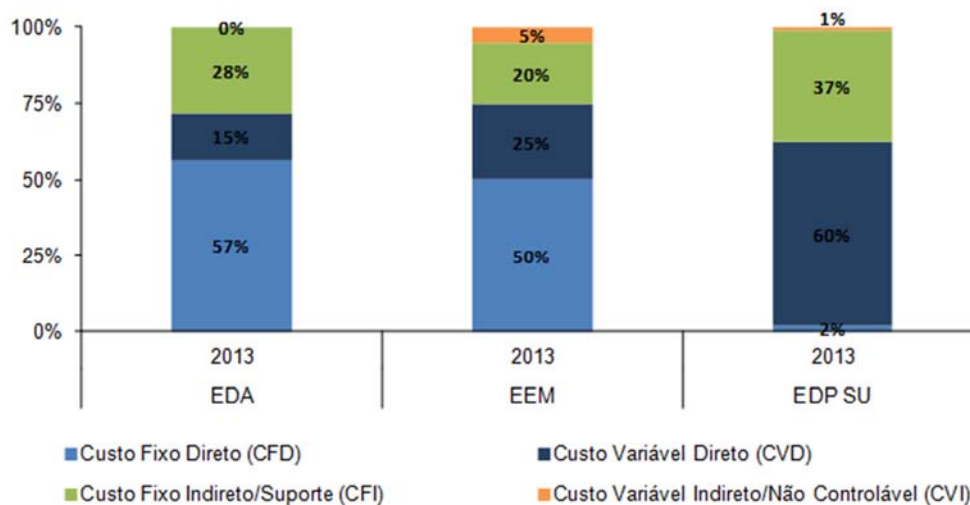
No caso da EDA, não foi necessário efetuar-se qualquer ajustamento e/ou tomar-se qualquer pressuposto, na medida em que a informação disponibilizada no questionário preencheu na integralidade os requisitos no que respeita à desagregação solicitada.

Relativamente à EEM, pese embora numa primeira fase a empresa apenas tenha desagregado os custos em diretos e indiretos, posteriormente a empresa definiu critérios para alocação dos custos diretos em fixos e variáveis, tendo este racional sido seguido para todos os anos da amostra, bem como utilizado para repartir os custos indiretos em fixos e variáveis.

Note-se que a desagregação adotada no presente capítulo corresponde àquela que é utilizada no estudo da definição dos custos de referência da atividade de comercialização.

A Figura 5-17 permite efetuar uma comparação da estrutura de custos dos comercializadores no mercado regulado, com enfoque nos no último ano real, especialmente relevante para aferir a estrutura de custos no caso da EDP SU, propensa a mudanças progressivas em função da alteração dos seus níveis de atividade. A estrutura de custos da EDP SU resultante da aplicação do critério anteriormente referido encontra-se representada na figura seguinte.

Figura 5-17 - Estrutura de custos desagregada das comercializadoras em 2013



Fonte: Protocolo ERSE/FEP, EDA, EDP SU, EEM

Como se pode observar, os pesos dos custos fixos são bastante díspares entre a realidade das RAs e do Continente. Com efeito, a estrutura de custos da EDP SU é predominantemente explicada pela rubrica Custo Variável Direto (CVD), motivada pelos serviços adquiridos à EDP SC. *A contrario* da EDP SU, as RAs não beneficiam da estrutura de um grupo empresarial desta dimensão, optando por desenvolver a maioria das atividades comerciais internamente. Acresce a insularidade que caracteriza a atividades destas empresas, e da consequente dispersão da atividade, sobretudo acentuada no caso da EDA.

No caso particular da EDP SU, a atividade de comercialização diminuirá de forma consistente ao longo do próximo período regulatório. Deste modo, importa promover o progressivo escalonamento da estrutura de custos da EDP SU, incentivando a adaptação da realidade da empresa à sua situação de futura extinção de atividade.

A manutenção da repartição do peso dos custos fixos e variáveis, de 50%, na definição da base custos para 2015 procurou facultar à empresa o tempo necessário para ajustar a sua estrutura de custos a uma dimensão substancialmente mais pequena. Este esforço deverá, em princípio, ser facilitado devido aos seguintes fatores: i) grande parte dos custos advém da prestação de serviços por parte de uma empresa do grupo, ii) paralelamente, essa empresa presta igualmente serviços a uma comercializadora, do mesmo grupo, que atua em mercado, e cuja atividade encontra-se em plena expansão.

O estudo efetuado no capítulo 7, relativo à definição dos custos de referência, mostrou que empresas com custos fixos entre os 15% e os 35% se situam na fronteira de eficiência. Para além deste facto, importa garantir que os custos desta atividade não se tornem demasiado elevados para os consumidores, face aos níveis atuais.

Em face do exposto, a ERSE propõe a seguinte repartição entre custos fixos e custos variáveis para cada uma das comercializadoras reguladas.

Quadro 5-8 - Repartição componente fixa vs variável

	EDP SU	EDA	EEM
Componente Fixa	25%	50%	50%
Componente Variável	75%	50%	50%

Fonte: ERSE

Refira-se que esta repartição tem em linha de conta não só os motivos acima mencionados, como também os resultados obtidos no âmbito do estudo dos custos de referência (vide capítulo 7), os quais evidenciam que a EDP SU se posiciona numa situação de eficiência no que respeita aos custos fixos diretos e custos fixos indiretos.

5.3.4 METAS DE EFICIÊNCIA

Conforme anteriormente referido, o desempenho da EDP SU no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador permitiu concluir que, historicamente, a empresa evidenciou custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE, tendo conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador. A rápida desmaterialização desta atividade conjugada com os progressos tecnológicos sustentados pelas tecnologias de informação são potenciais fatores explicativos desta evolução.

Neste sentido, entende-se que se deva manter a meta de eficiência em 3,5%.

No caso das RAs, a meta de eficiência proposta situa-se igualmente nos 3,5%, de modo a sinalizar às empresas a necessidade de desenvolverem esforços em prol da eficiência económica, designadamente quando: i) as empresas têm mantido continuamente níveis de custos elevados; ii) não se aplicou qualquer meta de eficiência no anterior período regulatório, o que não resultou na tentativa por parte das empresas de diminuírem o seu nível de custos real face ao nível considerado para efeitos tarifários e, deste modo, beneficiarem da não aplicação de meta de eficiência.

5.3.5 PARÂMETROS 2015-2017

Infra apresenta-se os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório 2015-2017, base de custos em 2015 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2016 e de 2017, à atividade de CEE de cada uma das empresas comercializadoras de energia elétrica. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2016 e 2017, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

Custos operacionais líquidos de outros proveitos sujeitos a metas de eficiência $t = \text{Parte Fixa}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t) + \text{Custo unitário por cliente}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t) * \text{número médio de clientes}_t$

Quadro 5-9 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EDP SU para 2015-2017

Valores em 10³ euros

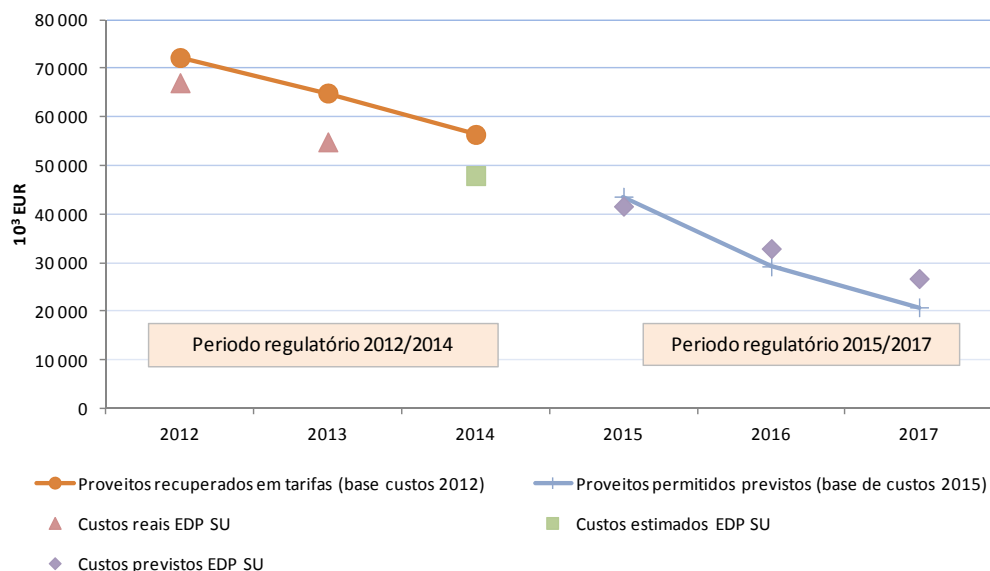
2015	
NT	269
Componente fixa	85
<i>25% da base de custos controláveis</i>	61
<i>Custos não controláveis (margem)</i>	24
Componente variável	183
<i>75%</i>	
<i>N. clientes (ERSE)</i>	854
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	214,45
BTE	228
Componente fixa	72
<i>25% da base de custos controláveis</i>	52
<i>Custos não controláveis (margem)</i>	21
Componente variável	155
<i>75%</i>	
<i>N. clientes (ERSE)</i>	2 564
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	60,56
BTN	43 133
Componente fixa	13 724
<i>25% da base de custos controláveis</i>	9 803
<i>Custos não controláveis (margem)</i>	3 921
Componente variável	29 409
<i>75%</i>	
<i>N. clientes (ERSE)</i>	2 234 815
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	13,16
Total	43 630

	Período regulatório 2012-2014	2015	2016	2017
NT				
Componente fixa	50%	25%		
<i>Valor (Milhares de euros)</i>		61		
<i>Factor eficiência</i>	3,50%		3,50%	3,50%
Componente variável	50%	75%		
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		214,45		
<i>Factor eficiência</i>	3,50%		3,50%	3,50%
<i>Custo unitário por processo atendimento</i>				
<i>Factor eficiência</i>	3,50%			
BTE				
Componente fixa	50%	25%		
<i>Valor (Milhares de euros)</i>		52		
<i>Factor eficiência</i>	3,50%		3,50%	3,50%
Componente variável	50%	75%		
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		60,56		
<i>Factor eficiência</i>	3,50%		3,50%	3,50%
<i>Custo unitário por processo atendimento</i>				
<i>Factor eficiência</i>	3,50%			
BTN				
Componente fixa	50%	25%		
<i>Valor (Milhares de euros)</i>		9 803		
<i>Factor eficiência</i>	3,50%		3,50%	3,50%
Componente variável	50%	75%		
<i>Custo unitário por cliente (€/cliente)</i>		13,16		
<i>Factor eficiência</i>	3,50%		3,50%	3,50%
<i>Custo unitário por processo atendimento</i>				
<i>Factor eficiência</i>	3,50%			

Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia para a atividade de comercialização da EDP SU constam da Figura 5-18.

Figura 5-18 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDP SU



Fonte: ERSE, EDP SU

Verifica-se que a base de custos para 2015 é inferior em cerca de 40% à base de custos fixada no período regulatório anterior e cerca de 21% face aos custos realmente ocorridos em 2013, sendo parte deste decréscimo, naturalmente, efeito da redução da atividade da empresa.

Refira-se que os valores dos proveitos permitidos previstos pela ERSE para 2016 e 2017 não incluem a componente de custos não controláveis, pelo facto de esta componente ter um efeito casuístico, ao contrário dos restantes anos analisados. Note-se, ainda, que os proveitos permitidos previstos para este período têm em linha de conta o número médio de clientes previsto pela empresa.

Quadro 5-10 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EDA para 2015-2017

Valores em 10³ euros

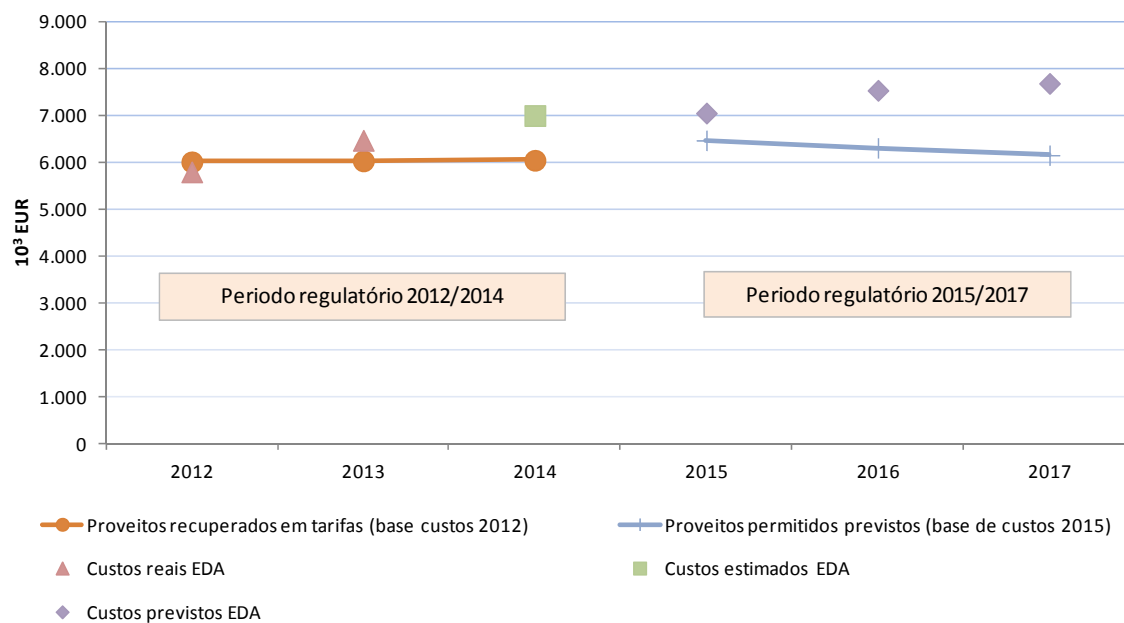
2015	
MT	296
Componente fixa	148
50% da base de custos	148
Custos não controláveis	0
Componente variável	148
50%	
N. clientes (ERSE)	761
Custo unitário (Eur/cliente)	194,19
BT	6 171
Componente fixa	3 086
50% da base de custos	3 086
Custos não controláveis	0
Componente variável	3 086
50%	
N. clientes (ERSE)	121 210
Custo unitário (Eur/cliente)	25,46
Total	6 467

	Período regulatório 2012-2014	2015	2016	2017
MT				
Componente fixa	50%	50%		
Valor (Milhares de euros)		148		
Factor eficiência	0%		3,50%	3,50%
Componente variável	50%	50%		
Custo unitário por cliente (€/cliente)		194,19		
Factor eficiência	0%		3,50%	3,50%
BT				
Componente fixa	50%	50%		
Valor (Milhares de euros)		3 086		
Factor eficiência	0%		3,50%	3,50%
Componente variável	50%	50%		
Custo unitário por cliente (€/cliente)		25,46		
Factor eficiência	0%		3,50%	3,50%

Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia para a atividade de comercialização da EDP SU constam da Figura 5-19.

Figura 5-19 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EDA



Fonte: ERSE, EDA

Verifica-se que a base de custos para 2015 foi reajustada face à base de custos fixada no período regulatório anterior, posicionando-se em linha com os custos realmente ocorridos em 2013, conforme já observado.

Quadro 5-11 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EEM para 2015-2017

Valores em 10³ euros

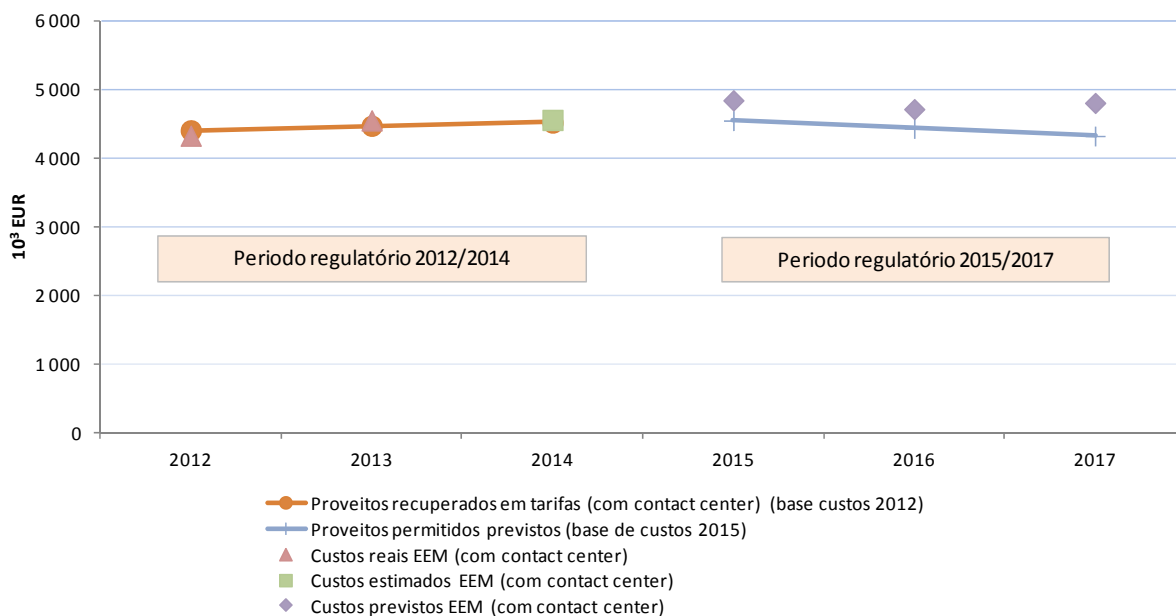
2015	
MT	454
Componente fixa	227
50% da base de custos	227
Custos não controláveis	0
Componente variável	227
50%	
N. clientes (ERSE)	303
Custo unitário (Eur/cliente)	749,44
BT	4 093
Componente fixa	2 046
50% da base de custos	2 046
Custos não controláveis	0
Componente variável	2 046
50%	
N. clientes (ERSE)	136 267
Custo unitário (Eur/cliente)	15,02
Total	4 547

	Periodo regulatório 2012-2014	2015	2016	2017
MT				
Componente fixa	50%	50%		
Valor (Milhares de euros)		227		
Factor eficiência	0%		3,50%	3,50%
Componente variável	50%	50%		
Custo unitário por cliente (€/cliente)		749,44		
Fator eficiência	0%		3,50%	3,50%
BT				
Componente fixa	50%	50%		
Valor (Milhares de euros)		2 046		
Factor eficiência	0%		3,50%	3,50%
Componente variável	50%	50%		
Custo unitário por cliente (€/cliente)		15,02		
Fator eficiência	0%		3,50%	3,50%

Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia para a atividade de comercialização da EDP SU constam da Figura 5-20.

Figura 5-20 - Resultado previsto com aplicação dos parâmetros – EEM



Fonte: ERSE, EEM

Verifica-se que a base de custos para 2015 foi reajustada face à base de custos fixada no período regulatório anterior, posicionando-se em linha com os custos realmente ocorridos em 2013, conforme já observado.

6 CUSTO DE CAPITAL

6.1 INTRODUÇÃO

A definição do custo de capital no anterior período regulatório foi determinada num ambiente de incerteza e instabilidade financeira em que o regulador ponderou um conjunto de vetores de decisão, nomeadamente a introdução de um mecanismo de indexação deste parâmetro. Na definição do custo de capital, o regulador tem em conta não só a garantia do equilíbrio económico e financeiro das empresas quando geridas de forma eficiente, como também a estabilidade regulatória e o controlo do risco para os consumidores e para as empresas.

No presente período regulatório continuam a existir riscos e incerteza quanto ao enquadramento económico e à evolução dos mercados financeiros nos próximos anos, quer a nível nacional, quer a nível internacional, que tiveram que ser equacionados pelo regulador.

Assim, tendo em conta a continuação da existência dos riscos e da incerteza na economia portuguesa e europeia, as alterações face ao anterior período não são muito significativas, sendo as mais relevantes as seguintes:

1. Alteração do indexante para determinação do custo de capital das atividades reguladas durante o período regulatório 2015-2017, passando a utilizar-se as *yields* das OTs a 10 anos (em substituição dos CDS⁸¹). Mantém-se, assim, a indexação do valor do custo de capital base à evolução dos mercados.
2. Considerou-se um beta da dívida igual a zero tendo-se considerado, no entanto, um beta do capital próprio ajustado⁸².

6.2 PRINCIPAIS ALTERAÇÕES FACE AO ANTERIOR PERÍODO REGULATÓRIO

Não ocorreram mudanças significativas nas metodologias de regulação das atividades do setor elétrico para o período regulatório 2015-2017. As alterações decorrem principalmente de ajustamentos ao nível de alguns parâmetros regulatórios, após a avaliação do desempenho das empresas face às metas e metodologias impostas.

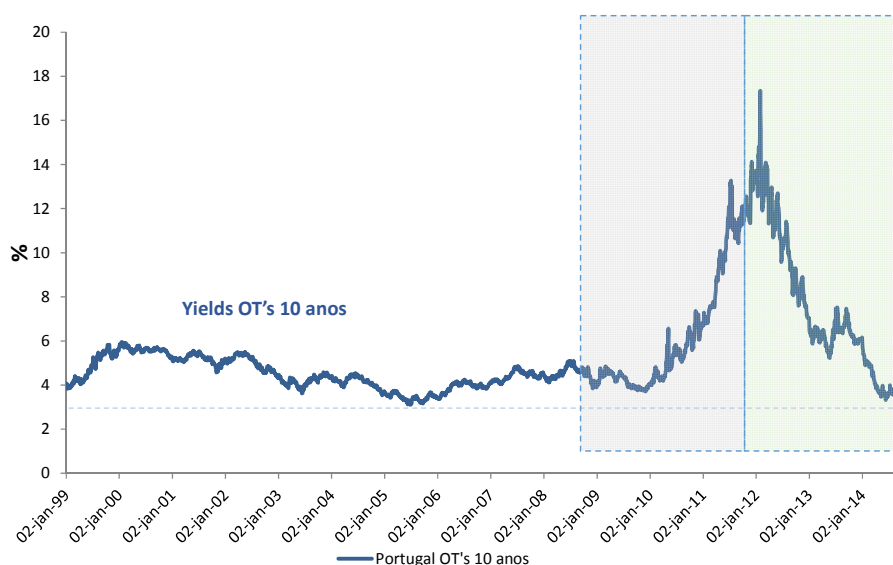
Os parâmetros de regulação no anterior período regulatório foram, como já mencionado anteriormente, definidos num ambiente de grande instabilidade e incerteza. No momento de definição dos parâmetros

⁸¹ *Credit Default Swaps*

⁸² $\text{Beta ajustado} = (2/3 * \text{Raw Beta} + 1/3 * 1)$

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 6-1) havendo uma enorme incerteza quanto à sua evolução. Na mesma Figura 6-1 podemos observar que no presente momento, de definição dos parâmetros de regulação, a situação é a oposta. Em setembro de 2014, as *yields* das OTs portuguesas registaram uma descida acentuada e encontram-se em mínimos históricos.

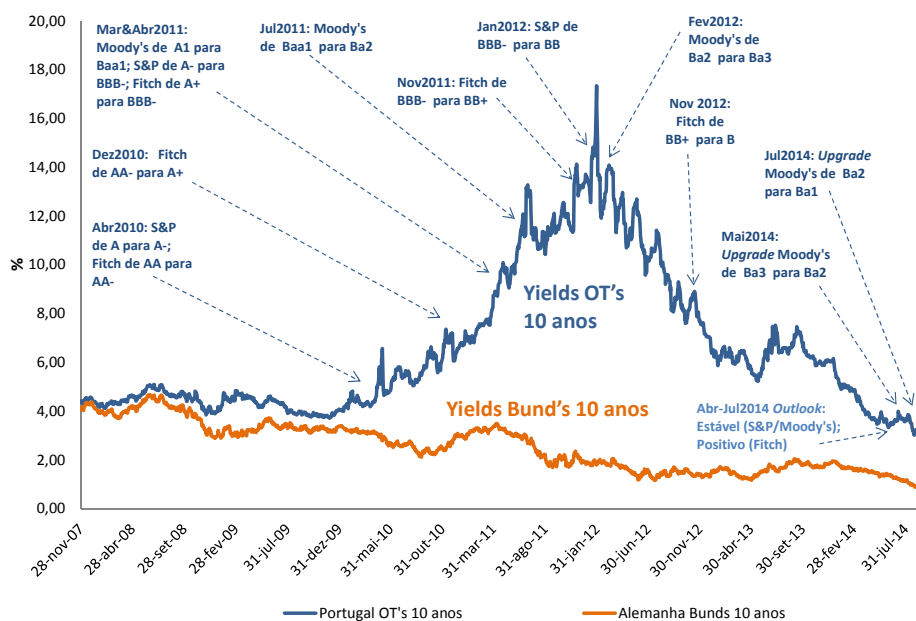
Figura 6-1 - Yields das obrigações a 10 anos da República Portuguesa



Fonte: ERSE, Reuters

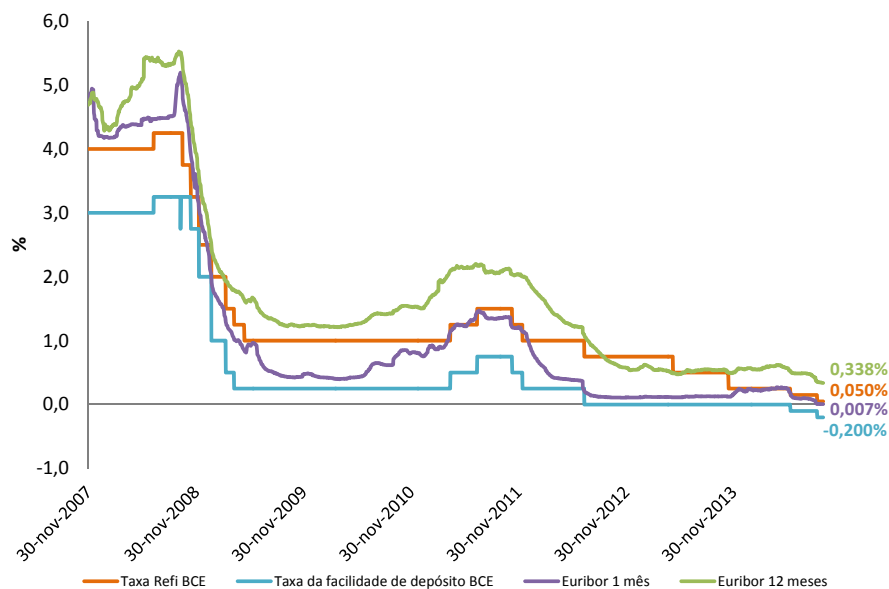
Na Figura 6-2 podemos ver a comparação entre as *yields* das OTs e das Bunds alemãs a 10 anos. Nesta figura pode-se observar as diferenças entre a altura da definição dos parâmetros do anterior período regulatório (3º trimestre de 2011) e o atual momento de definição de parâmetros para o período 2015-2017. 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, depois de um período de *spreads* muito baixos. No presente momento, já depois de 2 *upgrades* do *rating* de Portugal por parte da Moody's, o *spread* entre as *yields* das OTs e das Bunds diminuiu consideravelmente, mas não para os níveis anteriores a 2010, evidenciando a existência de algum risco financeiro relativamente a Portugal percebido pelos agentes económicos, que pode justificar a manutenção do mecanismo de indexação.

Figura 6-2 - Yields das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund)



Fonte: ERSE, Reuters

Figura 6-3 - Taxas refi e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses



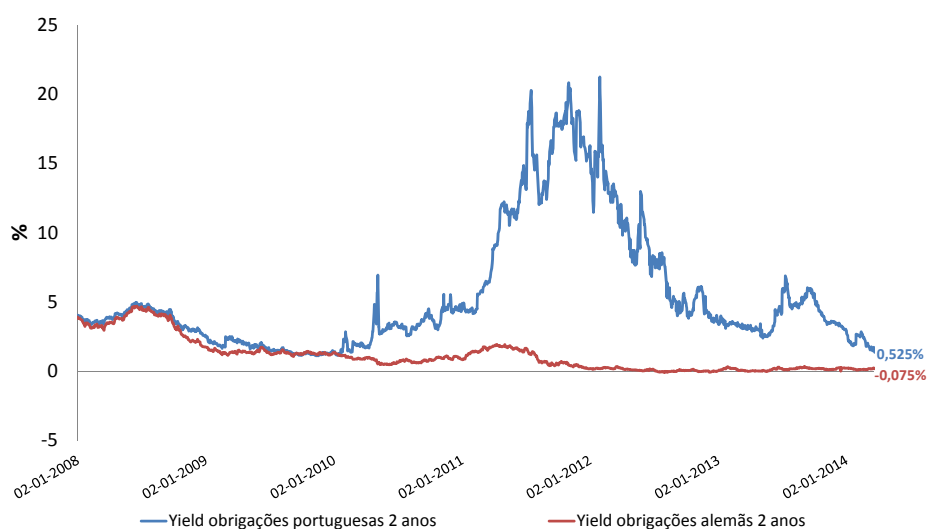
Fonte: ERSE, Reuters

No presente momento de definição do custo de capital verificam-se condições económicas e financeiras novamente atípicas (Figura 6-3, Figura 6-4 e Figura 6-5):

- taxa da facilidade de depósitos do BCE negativa (-0,2%);

- taxa de juro de referência do BCE (taxa *refi*) apenas marginalmente acima de zero (0,05%);
- taxa Euribor a 1 mês virtualmente em 0%⁸³;
- Bunds a 2 anos negativas (-0,075 no final de setembro de 2014);
- pressões desinflacionistas na economia europeia (a taxa de variação média anual do IPC em Portugal no mês de agosto era -0,2%).

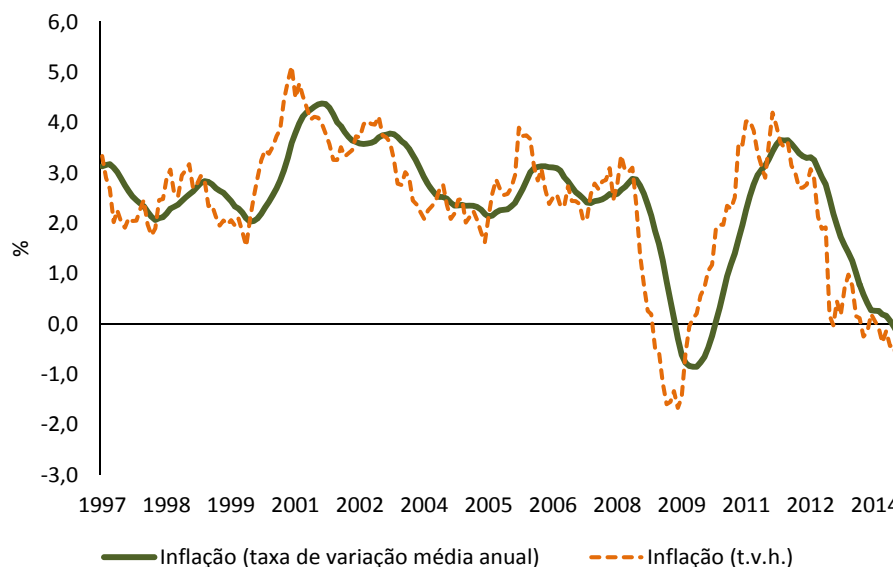
Figura 6-4 - Yields das OTs e das Bunds a 2 anos



Fonte: ERSE, Reuters

⁸³ As taxas Euribor a 1 semana e a 2 semanas já registaram, em setembro de 2014, valores negativos.

Figura 6-5 - Inflação (IPC) em Portugal



Fonte: ERSE, INE

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, como mencionado anteriormente, não existiram alterações significativas em termos de metodologia. As alterações foram ao nível do cálculo das diversas variáveis nas quais o custo de capital se baseia, tendo havido uma prudente consideração das atuais condições de mercado, a sua evolução recente e as perspetivas de evolução da economia e dos mercados 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 2015-2017.

6.3 METODOLOGIA

Este capítulo apresenta umas breves considerações sobre as opções metodológicas consideradas na determinação do custo de capital.

Os recursos financeiros de uma economia são escassos, obrigando a que a remuneração destes recursos seja efetuada de uma forma economicamente eficiente. Em equilíbrio, a remuneração do capital e o seu custo de oportunidade deverão então coincidir. Neste contexto, o custo de capital poderá ser definido como a taxa de remuneração mínima necessária para atrair fundos para um determinado investimento. Estes fundos poderão ser fundos próprios ou alheios, caracterizando-se consoante a sua proveniência por um grau de risco diferente e, conseqüentemente, por uma remuneração esperada diferente.

O investidor, quando aplica os seus recursos num determinado investimento, determina o custo de oportunidade ou custo de capital desta aplicação. No contexto regulatório, a percepção que os agentes de mercado fazem do custo de capital de uma atividade regulada e a remuneração do seu ativo devem então coincidir, por forma a que a atividade atraia os recursos financeiros necessários.

No caso de empresas cotadas em bolsa, tais como a EDP, SA e a REN, SA, a aplicação corresponde à ação da empresa regulada em detrimento de um outro qualquer ativo financeiro. Ao investir nessa ação o investidor acredita que a rentabilidade associada a este ativo pode ser superior à de qualquer um dos outros para o mesmo nível de risco.

Por conseguinte, o custo de capital de uma empresa reflete o risco da sua atividade, assim como a sua estrutura de capital. Uma estrutura de capital ótima será, teoricamente, a estrutura que maximiza o valor da empresa, isto é, que minimiza o seu custo de capital. O regulador setorial, ao definir o custo de capital de uma atividade regulada, poderá incentivar a empresa a escolher a melhor estrutura de capital. Contudo, são controversos os efeitos da estrutura do capital no valor da empresa.

O primeiro postulado de *Modigliani e Miller* refere que numa situação de mercado perfeito, sem impostos, nem custos de transação nos mercados financeiros, não existe qualquer relação entre a estrutura de capital da empresa e o seu valor⁸⁴ (1958). O aumento do grau de endividamento, que se reflete num aumento do risco para o acionista, é compensado pela diminuição no custo de capital decorrente do maior peso da dívida na estrutura de capital, assumindo-se que a dívida tem um risco sistemático reduzido ou nulo.

O segundo postulado determina que existe uma vantagem fiscal resultante do endividamento, que diminui os resultados tributados, favorecendo assim um elevado nível de endividamento⁸⁵ (1963). Neste contexto, *DeAngelo e Masulis*⁸⁶ demonstram que existe uma estrutura de capital ótima por empresa, tendo em conta a sua taxa efetiva de impostos. Posteriormente, este postulado foi posto em questão por vários autores (ver por exemplo, Seth Armitage⁸⁷), com base num modelo desenvolvido pelo próprio Miller (1977)⁸⁸ que mostra que o efeito fiscal no custo de capital decorrente da tributação dos rendimentos das pessoas coletivas é parcialmente anulado pelo efeito fiscal decorrente da tributação sobre as pessoas singulares.

⁸⁴Modigliani, F.; Miller, M.H., 1958, "The cost of capital, corporation finance, and the theory of investment", *American Economic Review*, 49(4), p. 261-297

⁸⁵Modigliani, F.; Miller, M.H., 1963, "Corporate income tax and the cost of capital: a correction", *American Economic Review*, 53(3), p. 433-443

⁸⁶DeAngelo, H., Masulis, R., 1980, "Optimal capital structure under corporate and personal taxation", *Journal of Financial Economics* 8, p 3-27

⁸⁷ Armitage, S., 2005, "The cost of capital", 2005, Cambridge

⁸⁸ Miller, M.H., 1977, "Debt and taxes", *Journal of Financial Economics* 6, p333-364

Existe outro grupo de autores que sustentam que há um nível máximo aceitável para o endividamento, devido à existência de custos de falência e de insolvência associados a níveis de endividamento mais elevados (Brealey, Myer e Allen)⁸⁹.

Assim, este quadro conceptual sustenta que haverá um nível de endividamento que num determinado momento maximizará o valor da empresa.

Se a problemática da assimetria de informação for posta de parte, o valor de uma empresa, $v(x)$, resultará então da seguinte equação (Brealey, Myer e Allen (2011)):

$$v(x) = v_{sd}(x) + TB(x) - N(x) \quad (1)$$

Sendo, $v_{sd}(x)$ o valor da empresa sem dívida, $TB(x)$ o valor atualizado da vantagem fiscal⁹⁰ e $N(x)$ o valor atualizado dos custos financeiros, a renegociação da dívida e os custos de falência.

Os estudos empíricos apresentam conclusões diferentes que nem sempre corroboram os modelos teóricos, não conseguindo evidenciar de uma forma perentória a existência de um nível de endividamento ótimo.

Assim, se por um lado vários estudos mostram uma relação positiva entre o nível de endividamento das empresas e a taxa de imposto aplicada às empresas⁹¹, nem todos os estudos mostram uma relação entre o valor das empresas e os custos de falência⁹². Por outro lado, a maioria dos trabalhos empíricos apresentam uma relação positiva entre as condicionantes estruturais da indústria e o seu nível de endividamento, bem como uma relação entre a capacidade de negociação das empresas com os bancos e o nível de endividamento das empresas⁹³. Estes resultados empíricos enquadram-se na teoria do equilíbrio na estrutura de capital.

Existe outro quadro conceptual que diferencia as fontes de financiamento consoante o seu custo, sendo que as fontes de financiamento externas têm um custo superior às fontes de financiamento internas. Esta teoria, da hierarquia das escolhas, determina que há uma ordem na captação de fundos: fundos gerados pela empresa, dívida e, finalmente, financiamento dos acionistas. As empresas estarão

⁸⁹ Brealey, R.A, Myers, S.C., Allen, F., 2011, "Principles of corporate Finance", 10th ed., New York: McGraw-Hill/Irwin

⁹⁰ Que poderá ser maior ou menor do que zero consoante a vantagem fiscal do endividamento decorrente do imposto sobre os rendimentos da empresa seja maior ou menor do que a desvantagem fiscal decorrente dos impostos sobre as pessoas singulares.

⁹¹ Ver Graham, J.R. (2000), "How Big are the Tax Benefits of Debt?", *Journal of Finance*, Outubro 2000, p1901-1942;"Optimal capital structure and industry dynamics", JaianJUn Miao, Setembro 2003, disponível *online* em <http://econpapers.repec.org/paper>

⁹² Ver Andrade, G. and Kaplan, S.N 1998), "How costly is Financial (Not Economic) Distress? Evidence from Highly Leveraged Transactions That Become Distressed" *Journal of Finance*, Outubro 1998, p1443-1493

⁹³ Quanto maiores os custos fixos ou a evolução tecnológica menor será o nível de endividamento, bem como quanto maior forem as barreiras à entrada ou menor o risco da atividade em geral, maior o grau de endividamento.

subavaliadas pelo mercado por este não deter todas as informações, na posse dos gestores, sobre possíveis ganhos decorrentes de novos projetos. A assimetria de informação leva a que a emissão de ações pelas empresas seja penalizada pelo mercado. Neste contexto, as empresas preferirão obter os recursos necessários ao seu financiamento fora do mercado de capitais. As necessidades de financiamento relacionados com as oportunidades de investimento e o seu nível de fundos próprios são os fatores que farão variar o seu nível de endividamento. Este quadro conceptual é um quadro conceptual dinâmico, ao contrário do anterior que efetuava a sua análise tendo em conta um único período.

Trabalhos empíricos efetuados em torno da relação entre o rácio valor de mercado/valor contabilístico das empresas e o nível de endividamento demonstram haver uma relação negativa entre os dois.⁹⁴ Deste modo, poder-se-ia assumir que empresas com baixo nível de endividamento teriam melhor desempenho. Contudo, outros trabalhos⁹⁵ evidenciam que esta relação é dinâmica, sendo que o nível de endividamento de uma empresa dirá respeito às oportunidades de investimento das empresas no passado, isto é, ao rácio verificado no passado entre o valor de mercado e o valor contabilístico.

A análise conjugada dos estudos empíricos e das diferentes teorias permite concluir que:

- O nível de endividamento exageradamente elevado é prejudicial para o valor da empresa;
- O nível de endividamento ótimo varia consoante o contexto económico⁹⁶ e as características da indústria da empresa;
- Existe uma vantagem fiscal, embora reduzida;
- O risco do capital alheio tem sido muito inferior ao risco do capital próprio.

Existe então alguma margem para deixar às empresas liberdade na definição das suas respetivas estruturas de capital, desde que estas decisões não acarretem quaisquer riscos para a sua solvabilidade.

Tendo em conta que, para efeitos regulatórios, os impostos não são considerados como custos aceites, o custo de capital dos investidores terá de ser calculado antes de impostos, de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP = G \times R_d + (1 - G) \frac{R_{cp}}{(1 - T)} \quad (2)$$

⁹⁴ Ver OXERA (2004), Corporate Financing Decisions, junho 2004.

⁹⁵ Ver OXERA (2004), Corporate Financing Decisions, junho 2004 referindo Chen, L. e Zhao, X (2004), "Understanding the Role of the Market to Book Ratio"

⁹⁶ Este pressuposto é de primeira importância na atual situação económica-financeira do país.

Em que $CCMP$ (ou $WACC^{97}$) 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 31,5%.

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.

Numa desagregação da fórmula do CCMP podemos detalhar as diferentes variáveis que será necessário definir para determinação do parâmetro CCMP:

$$CCMP = \underbrace{[R_f + PR_d]}_{R_d} \times G + \underbrace{\left[R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] (PR_m) \right]}_{R_{cp}} \times (1 - G) \times 1/(1 - T) \quad (3)$$

Onde:

- R_f é a taxa de juro sem risco,
- PR_d é Prémio de risco da dívida
- β_A é o beta do ativo,
- β_{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 adicionando um prémio de risco à taxa de juro sem risco, R_f , sendo o prémio determinado pelo risco de um investimento e o prémio de risco global (para investir no investimento de risco médio). 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.

O prémio de risco deve refletir a diferença entre o retorno esperado, *a priori*, no horizonte temporal definido e o retorno verificado no final desse horizonte temporal, *a posteriori*. Uma taxa de juro sem risco deve refletir uma igualdade entre o retorno esperado e o retorno verificado.

⁹⁷ *Weighted Average Cost of Capital*

O risco da rentabilidade dos capitais próprios tem em consideração o impacto do risco de mercado no investimento. O risco da dívida decorre principalmente do risco específico da empresa: o risco de *default*.

O risco de *default* da dívida depende, nomeadamente, 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*⁹⁸. A diferença entre a taxa de juro com risco e a taxa de juro sem risco é o risco de *default*.

É de referir uma outra diferença conceptual relativamente ao risco do capital próprio e ao risco da dívida. O risco do capital próprio refere-se aos *cash-flows* esperados (não prometidos ou sujeitos a obrigação). O risco da dívida é referente, não a *cash-flows* esperados, mas a *cash-flows* prometidos, sujeitos a pagamento obrigatório. Esta diferença pode justificar diferentes metodologias de cálculo para o custo do capital próprio e para o custo do capital alheio.

6.4 TAXA DE JURO SEM RISCO

BREVE ENQUADRAMENTO TEÓRICO

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.

A evolução da taxa de juro de um ativo sem risco tem, por definição, uma variância nula. Existem dois fatores com maior relevância a considerar quanto à escolha da taxa de juro sem risco: qual o tipo de variável que melhor se define como uma taxa sem risco e qual o prazo e forma de cálculo, média geométrica ou média aritmética, dessa variável que melhor possa refletir o verdadeiro valor de uma taxa de juro sem risco para os investimentos das atividades reguladas aos quais se aplica o parâmetro custo de capital onde esta taxa se encontra refletida.

Não é consensual na literatura especializada, nem a escolha da variável, nem o período e forma de cálculo, existindo vários autores com opiniões diversas.

Damodaran (2012) defende que em termos teóricos, as únicas taxas de juro passíveis de serem consideradas sem risco são as taxas soberanas. Não porque (todos) os países irão cumprir com os pagamentos dos juros e a totalidade do reembolso do capital investido, mas porque são estes os que têm a capacidade de emitir moeda⁹⁹. No entanto, ter o controlo da emissão de moeda também não é

⁹⁸ Damodaran, Aswath, 2012, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset", 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series)

⁹⁹ Numa visão "purista", nenhum país da Zona Euro é verdadeiramente *risk free*, pois nenhum controla, verdadeiramente, a emissão de moeda.

garantia de não *default*. Embora necessária, a capacidade de emissão de moeda não é, por si só, suficiente para um país ser considerado *risk free*. Tem também de ter um (longo) passado de não existência de casos de *default*, juntamente com uma estabilidade económica, financeira, política e um nível de endividamento sustentável, que transmita a necessária certeza de não existir nenhuma probabilidade de *default*. Em termos de Zona Euro, apenas as Bund alemãs se poderiam considerar, neste enquadramento, uma *proxy* da taxa de juro sem risco.

Por outro lado, o modelo CAPM tem subjacente a definição da rentabilidade esperada para um único período, que no caso presente deverá aproximar-se do período de vida do ativo. Uma taxa de juro sem risco deve refletir uma igualdade entre o retorno esperado e o retorno verificado. No limite não deveria haver qualquer risco, nem de *default*, nem de reinvestimento dos *cash-flows* intermédios, o que levaria a que, numa situação ideal, apenas fossem consideradas, por exemplo, obrigações de cupão zero¹⁰⁰ com a maturidade igual à do investimento. No entanto a emissão de obrigações de cupão zero é muito limitada, não possibilitando a aplicação práticas destas para cálculo de uma taxa de juro sem risco.

Uma alternativa seria usar obrigações com *duration* (conceito de Macaulay *duration* - a maturidade média dos *cash flows* ponderada pelo valor atualizado desses *cash flows*) igual à dos ativos. Para aplicação desta solução seria necessário ter, para cada atividade, e para cada empresa, a maturidade dos respetivos ativos, informação que não se afigura como exequível de obter pela complexidade dos ativos e dos investimentos aos quais se irá aplicar o parâmetro custo de capital.

Tendo em conta as limitações e as condicionantes referidas anteriormente, é prática corrente usar obrigações que melhor possam refletir a maturidade dos ativos. Essas obrigações são normalmente as de longo prazo, sendo as mais usadas as obrigações a 3 anos, a 5 anos ou a 10 anos.

DEFINIÇÃO DA TAXA DE JURO SEM RISCO

Na Figura 6-2 acima podemos observar a evolução das OT e das Bunds a 10 anos. Até meados de 2007, a cotação dos dois títulos era praticamente coincidente. Nos últimos anos a diferença entre as referidas cotações acentuou-se porque as *yields* das OT aumentaram significativamente até janeiro de 2012 e as *yields* das Bunds alemãs diminuíram. A partir de janeiro desse ano, as OTs iniciam um processo de recuperação aproximando-se dos valores do final de 2010. Estas oscilações fazem com que a variância das OT da República Portuguesa tenha aumentado deixando claramente de ser um valor próximo de zero. O mesmo comportamento decrescente, em termos genéricos, tem sido registado pela

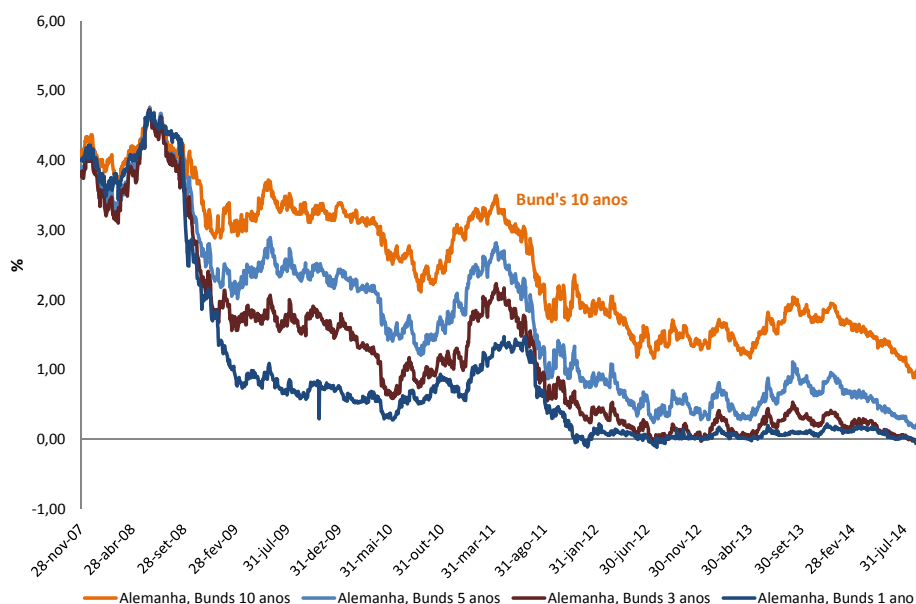
¹⁰⁰ Apenas as obrigações de cupão zero estão isentas do risco de reinvestimento dos cupões recebidos entre o investimento e a maturidade. Para que a taxa de juro do investimento (taxa de cupão), se verifique *ex-post* será necessário reinvestir o valor desses cupões recebidos para o momento de maturidade do respetivo investimento e as taxas de reinvestimento têm de equivaler à taxa de cupão do investimento inicial (por exemplo, investir os cupões recebidos à taxa de cupão). Não sabendo a que taxas de juro futuras se irá conseguir investir os cupões recebidos, há um risco de reinvestimento nas obrigações que não são de cupão zero.

yields das obrigações a 10 anos da República Federal da Alemanha, o qual se acentuou neste último ano.

Pelo referido anteriormente a taxa de juro sem risco corresponderá à remuneração que um investidor pode esperar de um ativo com toda a certeza. Esta definição deixou de corresponder às Obrigações de Tesouro portuguesas a partir do início de 2010.

Na Figura 6-6 podemos verificar que as Bunds a 10 anos têm registado, desde 2009, *yields* consideravelmente superiores às outras maturidades inferiores. As *yields* das maturidades a 1 e a 3 anos registavam, no final de setembro de 2013, valores negativos (-0,05% e -0,06% respetivamente).

Figura 6-6 - Yields das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano



Fonte: ERSE, Reuters

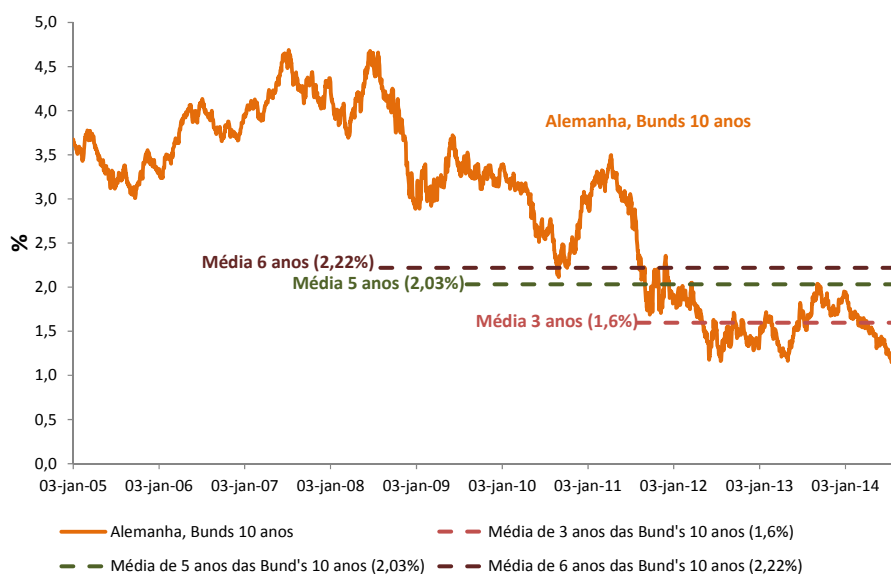
A determinação da taxa de juro sem risco requer que se defina igualmente, para além da taxa a considerar como referência, o período e forma de cálculo da média da taxa considerada. Na Figura 6-7 podemos observar as médias geométricas¹⁰¹ das *yields* das Bunds para 3 anos, 5 anos e 6 anos. Com a

¹⁰¹ Não é consensual a utilização da média geométrica ou da média aritmética para cálculo da média de taxas de juro. O racional para o uso da média geométrica é muitas vezes assente no exemplo extremo seguinte, já por diversas vezes anteriormente apresentado pela ERSE. Considere-se um investimento de 1000 u.m. pelo período de 2 anos. No final do primeiro ano esse investimento estava cotado em 500 u.m. (-50% de rentabilidade no primeiro ano). Durante o segundo ano o investimento teve uma rentabilidade de 100% (no final do segundo ano a cotação seria 1000 u.m.). Investiu-se 1000 u.m. durante 2 anos e no final o valor desse investimento era 1000 u.m. A rentabilidade foi 0%. Usando a média aritmética, no final dos 2 anos, obtemos uma rentabilidade de $25\% = (-50\% + 100\%) / 2$. Ao usarmos a média geométrica iremos obter 0%, a verdadeira rentabilidade do investimento.

descida das *yields* que se observou nos últimos anos a média com valor superior é a de 6 anos (2,22%). A média calculada para um período de 5 anos é 2,03% e a média de 3 anos é de 1,6%.

Um período de 3 anos para cálculo da média (período considerado para cálculo da média no anterior período regulatório 2012-2014) não se afigura como sendo um valor que, nas circunstâncias atuais, por demais referidas anteriormente, se perspetive como a melhor opção para cálculo do valor da taxa de juro sem risco a usar no presente período regulatório.

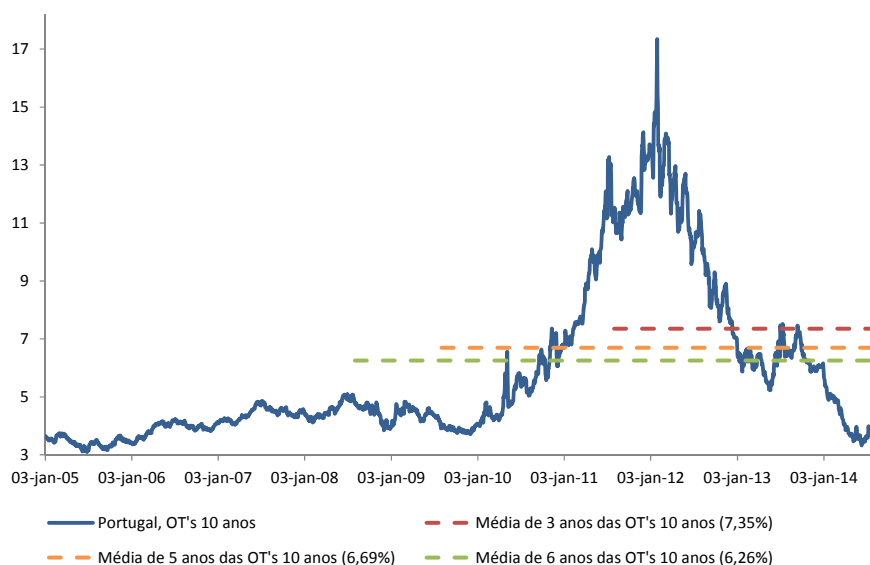
Figura 6-7 - Média geométrica das *yields* das Bund a 3 anos a 5 anos e a 6 anos



Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 6-8 estão assinalados os períodos a que as média atrás mencionadas se referem, inseridos no contexto da turbulência da economia portuguesa. Tendo em conta a evolução dos mercados financeiros nos últimos anos, é de registar que um período de 5 anos permitiria considerar de uma forma simétrica os valores observados para a economia portuguesa.

Figura 6-8 - Yields das OT e períodos de cálculo das médias



Fonte: Reuters

Desta forma, optou-se pela utilização da média geométrica dos últimos 5 anos das *yields* das obrigações a 10 anos. A utilização das cotações dos últimos 5 anos permite refletir nesta taxa o efeito do período de turbulência, 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.

À semelhança do que foi decidido no anterior período regulatório, não se optou pela média apenas das Bund alemãs, mas pela média de 5 anos das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha, Finlândia, Áustria e Países Baixos.

Esta abordagem permite refletir na taxa de juro sem risco uma parte do risco de países maduros da UE, ou seja, da zona monetária em que Portugal está incluído.

Quando à maturidade, utilizou-se a de 10 anos porque é a mais próxima da vida útil dos ativos para títulos que garantam alguma liquidez.

Assim entendeu-se que, com as opções anteriormente tomadas quanto ao cálculo da taxa de juro sem risco, a ERSE teve em consideração os riscos e a incerteza que as empresas reguladas irão enfrentar nos próximos anos.

Assim obtemos uma taxa de juro sem risco de 2,41%, apresentada no quadro seguinte, onde também estão incluídos, para comparação, os valores definidos para o anterior período regulatório.

Quadro 6-1 - Taxa de juro sem risco

Variável	Metodologia PR 2012-2014	Metodologia PR 2015-2017
Taxa de juro sem risco (Rf)	3,41% (Média de 3 anos de países da zona euro com rating AAA)	2,41% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha, Finlândia, Áustria e Países Baixos)

Fonte: Reuters, CEER, ERSE

6.5 GEARING

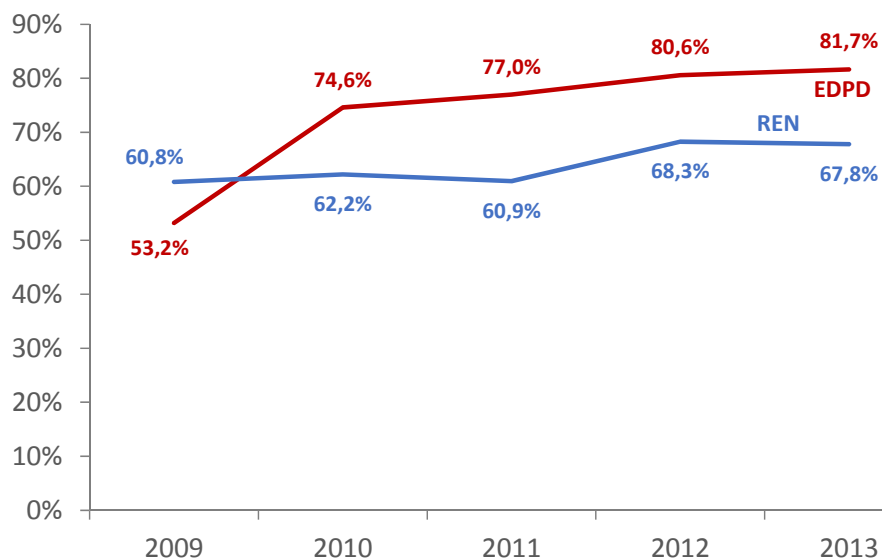
A estrutura de capital é um outro fator do custo de capital muito importante e que a ERSE tem seguido com atenção. O recurso ao endividamento para se financiar faz sentido até um certo nível por contribuir para baixar o custo de capital¹⁰². Porém, tal como foi referido nesse ponto 6.3, a definição de 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 fato reflete-se na estrutura de financiamento das atividades das empresas reguladas, que têm rácios de dívida bastante elevados.

Na Figura 6-9 apresenta-se a evolução do *gearing*¹⁰³ da EDP Distribuição (EDPD) e da REN. Em 2013 o nível médio de endividamento EDPD ascendeu a 81,7% e em 2012 fixou-se nos 80,6%. O nível de endividamento da REN ascendeu, em 2013, a 67,8%, ligeiramente abaixo dos 68,3% de 2012

¹⁰² Uma forma de quantificar o impacto no valor da empresa pelo recurso ao endividamento é o valor atualizado da vantagem fiscal, $TB(x)$, referido no ponto 6.3 Metodologia

¹⁰³ O *gearing* é definido como $D/(D+E)$, em que “D” é a dívida e “E” é o Capital Próprio.

Figura 6-9 - Gearing EDP Distribuição e REN



Fonte: ERSE, EDP, REN, Reuters

No entanto, no caso da EDPD, o forte incremento do *gearing* verificado a partir de 2010 não decorre de nenhuma estratégia explícita da empresa. Este incremento decorre, entre outros fatores, da passagem do normativo contabilístico POC, para IFRS, que levou a uma diminuição do valor do ativo e, conseqüentemente, numa diminuição do capital próprio.

A ERSE tem aplicado, como é prática comum entre os reguladores europeus dos setores das *utilities*, em particular energia e gás natural, 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 seu custo de capital, gerando com esta prática ganhos partilhados pelas empresas e pelo Sistema.

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 6-2 podemos observar os valores e a metodologia seguida pelos reguladores europeus para o nível de rácio de endividamento. O valor médio definido pelos reguladores europeus é de aproximadamente 53%.

Quadro 6-2 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus

País	ORT/ORD	Rácio de endividamento		Breve descrição
		Valor	Ano	
País A	ORT	n.d.	n.d.	Sem informação disponível
	ORD	n.d.	n.d.	
País B	ORT	60,00%	2012	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	60,00%	2009	
País C	ORT	n.d.	n.d.	Sem informação disponível
	ORD	n.d.	n.d.	
País D	ORT	50,00%	2013	Valor teórico ótimo
	ORD	50,00%	2013	
País E	ORT	50,00%	2011	Valor teórico ótimo
	ORD	50,00%	2011	
País F	ORT	30,00%	2009	Baseado em análises de mercado
	ORD	40,00%	2009	
País G	ORT	55,00%	2010	Valor teórico ótimo
	ORD	55,00%	2010	
País H	ORT	60,00%	2009	Valor teórico expectável pelo regulador, baseado em análises comparativas de mercado
	ORD	60,00%	2009	
País I	ORT	44,00%	2008	Valor ótimo teórico baseada em análise de mercado
	ORD	44,00%	2008	
País J	ORT	42,00%	2010	Valor teórico ótimo Valor teórico expectável pelo regulador, baseado em rácios reais e planos de investimento futuros
	ORD	42,00%	2010	
País K	ORT	70,00%	2013	Valor teórico expectável pelo regulador, baseado em análises comparativas de mercado
	ORD	70,00%	2013	
País L	ORT	n.d.	2008	Rácio real
	ORD	n.d.	2008/10	
País M	ORT	50,00%	2011	Valor teórico ótimo
	ORD	50,00%	2011	
País N	ORT	55,0 - 60,0%	2012	Rácio real
	ORD	65,00%	2009	
País O	ORT	55,00%	2010	Baseado em empresas comparáveis
	ORD	55,00%	2010	
País P	ORT	50,00%	2009	Baseado numa estimativa da estrutura de capital de empresas internacionais da área da energia
	ORD	50,00%	2009	
País Q	ORT	45,00%	2008	Baseado em dados obtidos por benchmarkings
	ORD	45,00%	2008	
País R	ORT	60,00%	2013	Sem informação disponível
	ORD	n.d.	n.d.	
País S	ORT	49,00%	2012	Rácio real
	ORD	80,00%	2012	
País T	ORT	60,00%	2007	Baseado em análises de mercado
	ORD	60,00%	2007	
País U	ORT	n.d.	n.d.	Sem informação disponível
	ORD	n.d.	n.d.	
País V	ORT	60,00%	2012	Baseado em publicações de especialistas
	ORD	30,00%	2012	
País X	ORT	60,00%	2008	Rácio real e valor teórico
	ORD	60,00%	2008	

Fonte: CEER

Face ao exposto, a ERSE que entendeu proceder a um ajuste do valor teórico, no sentido de minimizar o diferencial relativamente aos valores reais apresentados pelas empresas, tendo em conta o valor médio definido pelos reguladores europeus.

Assim, definiu-se um *gearing* teórico de 55%, apresentado Quadro 6-3 em comparação com o valor do anterior período regulatório.

Quadro 6-3 - Gearing definido para o período regulatório 2015-2017 e valores de comparação

Variável	Metodologia PR 2012-2014	Metodologia PR 2015-2017
Gearing (G)	50%	Valor teórico de 55%

Fonte: ERSE, CEER

6.6 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

A metodologia para cálculo do custo do capital próprio é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). 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 relativamente realísticos, é de fácil aplicação. Esta teoria tem subjacentes os seguintes princípios:

1. Os investidores são avessos ao risco.
2. O teorema do fundo misto é aplicado.
3. O mercado financeiro é um mercado perfeito, que se encontra em equilíbrio.

O primeiro pressuposto implica que os consumidores com diferentes graus de aversão ao risco e de preferências são avessos ao risco porque exigem maiores rendimentos para maiores riscos. O segundo pressuposto estipula que em equilíbrio o preço de redução do risco, isto é, de substituição de ativos sem risco por ativos com risco, é o mesmo.

No entanto, é geralmente aceite que os mercados se aproximam de mercados perfeitos, nomeadamente devido à conjugação da competição entre investidores e da rápida divulgação da informação cada vez mais característica das nossas economias.

O risco de um ativo pode ser subdividido em específico ou diversificável e em risco sistemático ou não diversificável. O primeiro decorre diretamente das particularidades do investimento e pode ser anulado se o investidor diversificar os seus investimentos. Pelo contrário, o risco sistemático não diminui com a diversificação dos investimentos do agente económicos, sendo que a sua remuneração varia conjuntamente com a remuneração do conjunto do mercado. Este tipo de risco decorre de fatores exógenos a cada ativo e comuns ao conjunto do mercado como sejam a evolução de variáveis macroeconómicas, alterações sociais ou políticas, etc. O risco sistemático é o risco subjacente à remuneração esperada do investidor num ativo.

Ao contrário de outros modelos, nomeadamente o modelo baseado no consumo CBM (*Consumption Based Model*), o CAPM não fornece uma explicação global para todas as variáveis. Tem, contudo, por um lado a vantagem das suas variáveis serem facilmente determináveis, ao contrário do CBM que exige,

por exemplo, que se define o grau de aversão ao risco e, por outro lado, a vantagem de estar enquadrado por uma matriz teórica consistente ao contrário de outros modelos.

6.6.1 PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO E BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

O CAPM é um método que define a rentabilidade esperada de um ativo i para um determinado período, de uma forma proporcional ao risco inerente ao ativo. Assim, a rentabilidade esperada de um ativo i 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 carteira¹⁰⁴ que não diminui com a diversificação da mesma, isto é, o risco sistemático. O risco sistemático de um ativo em comparação com o conjunto do mercado é medido pelo beta, que corresponde ao rácio entre a covariância das rentabilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rentabilidade esperada da carteira de ativos. Assim, o CAPM define a rentabilidade do ativo i do seguinte modo:

$$E(R_i) = R_f + [E(R_m) - R_f] \frac{\sigma_{im}}{\sigma_m^2} = R_f + \beta_i [E(R_m) - R_f] \quad (4)$$

Sendo:

- $E(R_i)$, a rentabilidade esperada do ativo i ;
- R_f , a taxa de juro sem risco;
- R_m , a rentabilidade do mercado;
- σ_{im} , a covariância das rentabilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos;
- σ_m^2 a variância da rentabilidade esperada da carteira de ativos;
- β_i , o beta do ativo i .

A taxa nominal sem risco, R_f , composta pela taxa de inflação e pela taxa de juro real sem risco, assim como a rentabilidade esperada do mercado são independentes do risco dos ativos, sendo características dos mercados onde os títulos são cotados e comuns a cada ativo.

A diferença dada pela rentabilidade esperada do ativo i e a taxa de juro sem risco, R_f , resulta da formulação matemática seguinte:

$$PRM = [E(R_m) - R_f] \quad (5)$$

¹⁰⁴ Embora ainda não tenha sido referido expressamente, carteira de ações do mercado e carteira eficiente são equivalentes (assumindo-se que o mercado é perfeito e considerando-se os benefícios da diversificação).

representa o prémio de risco do mercado, isto 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.

Assim, para determinação do custo do capital próprio, depois de impostos, aplica-se a seguinte fórmula do CAPM:

$$R_{cp} = R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] (PR_m) \quad (6)$$

Tendo já sido definidas a taxa de imposto ($T = 31,5\%$), a taxa de juro sem risco ($R_f = 2,41\%$) e o gearing ($G = 55\%$), será necessário ainda definir o prémio de risco de mercado (PR_m), o beta do ativo (β_A) e o correspondente beta do capital próprio (β_{cp}) para o cálculo do custo do capital próprio.

6.6.1.1 PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

Como referido anteriormente, 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 rendibilidade ao longo do período escolhido.

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.

No anterior período regulatório face à necessidade de responder rapidamente à crise financeira inesperada, considerou-se mais adequada analisar o risco percebido pelos agentes de mercado. Em maio de 2011, Pablo Fernández, Javier Aguirreamalloa e Luis Corres da IESE *Business School*, da Universidade de Navarra, publicaram um inquérito, realizado nos meses de março e de abril de 2011, que compilava 6014 respostas de 56 países diferentes. Neste inquérito questionaram-se académicos,

analistas e empresas, sobre o prémio de risco de mercado do seu país. No caso português, o inquérito obteve 33 respostas válidas, sendo o valor médio indicado para o prémio de risco em Portugal de 6,5%.

No atual quadro e face à informação disponível, optou-se por uma metodologia diferente para a determinação deste valor no presente período regulatório.

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)).

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, entendeu-se prudente considerar um valor adicional para contemplar o risco país.

Assim o prémio de risco para o cálculo do custo do capital próprio será calculado adicionando 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) prémio de risco de Portugal.

Para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro considerou-se a média dos valores determinado pelos reguladores europeus, de 4,6% (*vide* Quadro 6-4). Neste quadro o valor máximo observado é 6,5%, o valor definido pela ERSE para o anterior período regulatório 2012-2014¹⁰⁵.

É de notar que o valor publicado pelo Damodaran¹⁰⁶, para o corrente ano, atualizado em janeiro de 2014, usando a média geométrica e dados desde 1928, é de 4,62%, usando as obrigações do tesouro a 10 anos como referência para a taxa de juro sem risco.

¹⁰⁵ No cálculo da média do prémio de risco definido pelos reguladores europeus não foram considerados os países para os quais esse valor já incorporava um prémio de risco país, sendo o valor resultante considerado uma *proxy* do prémio de risco de um mercado maduro.

¹⁰⁶ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/histretSP.html

Quadro 6-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores

País	Prémio de risco do mercado		Breve descrição
	Valor	Ano	
País A	n.d.	n.d.	Sem informação disponível
País B	5,00%	2012	Baseado em publicações de especialistas
País C	3,50%	2008	Baseado em análises de mercado
País D	5,00%	2013	Baseado em publicações de especialistas e experiência de outros reguladores
País F	5,85%	2009	Baseado em análises do mercado nacional e análises de Damodaran
País G	4,95%	2010	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
País I	4,00%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
País J	4,80%	2010	Baseado em publicações de especialistas e experiência de outros reguladores
País M	4,60%	2011	Baseado em publicações de especialistas
País N	5,25%	2012	Baseado em publicações de especialistas
País O	5,00%	2010	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton) e análises ao mercado
País P	0,50%	2009	Baseado em publicações de especialistas
País Q	5,90%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)
País R	5,00%	2013	Sem informação disponível
País T	4,00%	2007	Sem informação disponível
País U	n.d.	n.d.	Sem informação disponível
País V	5,00%	2012	Baseado em publicações de especialistas
País X	4,55%	2008	Baseado em publicações de especialistas (Dimson, Marsh, Staunton)

Fonte: ERSE, CEER

Tendo em consideração as atuais circunstâncias e tendo a ERSE optado pela adição do risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro, após avaliação das alternativas mencionadas, a opção que a ERSE entendeu mais adequada foi a avaliação do risco medido pelo *spread* entre as *yields* das obrigações portuguesas e as obrigações de mercados da zona euro maduros. Assim optou-se por uma média de longo prazo para os países com *rating* AAA considerados para o cálculo da taxa de juro sem risco aos quais se acrescentou a França. Na definição do período a opção foi 1999-2014¹⁰⁷, após a introdução das taxas de conversão irrevogáveis do euro. A média das *yields* das obrigações a 10 anos Alemanha, Finlândia, Áustria, Países Baixos e França calculada para o período

¹⁰⁷ Com dados até final de agosto de 2014

referido foi 3,75% e para Portugal foi de 5,4%. O *spread* a considerar como prémio de risco para Portugal face a um mercado maduro é, desta forma, 1,65%.

Assim, o prémio de risco definido pela ESRE para o período regulatório 2015-2017 é a soma dos dois valores atrás definidos. Desta forma o $PR_m = 4,6\% + 1,65\% = 6,25\%$. No Quadro 6-5 podemos ver o prémio de mercado definido para o atual período regulatório em comparação com o anterior período.

Quadro 6-5 - Prémio de risco de mercado para o período regulatório 2015-2017

Varável	Metodologia PR 2012-2014	Metodologia PR 2015-2017		
Prémio de risco de mercado (PRm)	6,5%	6,25%	=	4,6% (Média CEER) + 1,65% (Spread da média das <i>yields</i> das obrigações a 10 anos, desde 1999, entre Portugal e Alemanha, Finlândia, Áustria, Países Baixos e França)

Fonte: ERSE, Reuters, CEER

6.6.1.2 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 risco sistemático de cada ação é inerente à própria atividade, não diminuindo com a diversificação da carteira de títulos dos detentores das respetivas ações. O risco sistemático da ação é definido através do cálculo do seu beta, que no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio.

Dito de outra forma, o beta de uma ação é definido comparando a evolução da sua cotação face ao rendimento do mercado.

Em termos matemáticos, o beta do capital próprio de uma empresa 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, sendo que a rendibilidade de uma ação j poderá ser definida do seguinte modo:

$$E(R_j) = R_f + \beta_j [E(R_m) - R_f] \quad (7)$$

em que:

- $E(R_j)$ é a rendibilidade esperada da ação j ,
- R_f é a taxa de juro sem risco,
- β_j é o beta do ação j ,
- $E(R_m)$ é a rendibilidade esperada do mercado.

Contudo, é comum recorrer-se a um modelo muito próximo do CAPM, o *market model*, baseado diretamente na observação do mercado:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (8)$$

Sendo R_j a rentabilidade da ação j , a_j o termo de intercepção que representa a taxa de crescimento dos preços das ações e R_{mt} a rentabilidade do mercado.

Porém, o beta é calculado com base na cotação bolsista das empresas com atividades reguladas que reflete o risco sistemático do conjunto das atividades.

A separação do risco das atividades reguladas do conjunto das atividades segue a metodologia aplicada nos anteriores períodos regulatórios, ou seja, uma metodologia *bottom-up*, em que se desagrega o ativo das empresas pelas suas diferentes atividades.

Para esse fim, após a determinação do beta do capital próprio da empresa cotada em bolsa, determina-se o custo de capital próprio das suas diferentes atividades. Todavia, deve-se, antes, calcular o beta do ativo (não alavancado) da empresa cotada, por forma a anular o efeito da estrutura de capital, tendo em conta os dois postulados de Modigliani e Miller.

A metodologia *bottom-up* contempla as seguintes fase de cálculo:

- a) Cálculo dos betas do capital próprio β_{cp} (alavancado) e do ativo β_A (não alavancado) da empresa cotada.
- b) 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):

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CP} \times (1 - T)}{1 + \frac{D}{CP} \times (1 - T)} \quad (9)$$

em que:

- β_{cp} é o beta do capital próprio.
- β_A é o beta do ativo.
- T é a taxa de imposto, sobre o rendimento.
- β_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:

$$\beta_A = \sum_i w_i \beta_{Ai} \quad (10)$$

em que:

- w_i é o peso no ativo da empresa da atividade i .
- e β_{Ai} , o beta da atividade i .

Se beta da dívida for zero ($\beta_D = 0$), a equação (9), após simplificação e tendo em conta que $G=D/(D+CP)$, fica:

$$\beta_{cp} = \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] \quad (11)$$

Calcularam-se os betas do capital próprio da EDP e da 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*.

Para a determinação dos betas do capital próprio foi estimada uma regressão para a equação (8) 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 no setor do gás. Para esse cálculo aplicou-se a seguinte fórmula:

$$\beta_{cp}^{ajustado} = \frac{2}{3} \beta_{cp}^{raw} + \frac{1}{3} \times 1 = \beta_{cp} \quad (12)$$

Posteriormente, calculou-se o beta do ativo aplicando-se a equação (11) e considerando-se os seguintes parâmetros, para além dos já referidas anteriormente:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante às últimas contas anuais publicadas relativas a 2013 para a REN e EDP.
- O valor da dívida corresponde ao valor da dívida financeira líquida (dívida financeira líquida do valor de caixa e equivalentes) no final de 2013.
- O Valor dos capitais próprios é o valor de mercado da *equity* (capitalização bolsista) em 31 de dezembro de 2013.

- A taxa de imposto considerada foi de 31,5%.

O quadro infra apresenta os valores dos betas calculados para as empresas.

Quadro 6-6 - Betas da EDP e da REN

Beta Ativo (β_A) e Capital Próprio (β_{cp})	β_{cp}^{raw} EDP = 0,90	β_{cp}^{raw} REN = 0,45
	$\beta_{cp}^{ajustado}$ EDP = 0,93	$\beta_{cp}^{ajustado}$ REN = 0,63
	G EDP = 65,0%	G REN = 67,7%
	β_A EDP = 0,41	β_A REN = 0,26

Fonte: ERSE, Reuters, EDP, REN

6.6.2 EDP DISTRIBUIÇÃO

Tal como nos anteriores períodos regulatórios, defende-se que, apesar de não ser conceptualmente a opção mais correta, em particular por os ativos terem diferentes maturidades, a avaliação das atividades de uma empresa através do seu valor contabilístico é a que se julga sujeita a menos discricionariedade. Acresce que a passagem das normas POC para o SNC permitiu aproximar o valor contabilístico do valor de mercado (justo valor). Em termos teóricos, considerar o valor de mercado de cada atividade é a abordagem mais consistente, tendo em conta que o valor de mercado de um ativo reflete as expectativas dos investidores quanto ao seu potencial de criação de *cash flows* e, conseqüentemente, tem subjacente o seu risco. Contudo, as avaliações efetuadas através das metodologias mais consentâneas, como são o *Discount Cash Flow* e o rácio EV/EBITDA¹⁰⁸, variam com muita sensibilidade com os pressupostos assumidos.

6.6.2.1 BETA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

A definição do beta do ativo da EDP Distribuição (EDPD) obriga, numa primeira fase, à definição do peso da sua atividade no ativo da empresa, tendo em conta o postulado da aditividade do valor.

Posteriormente, é resolvida a equação que correlaciona 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:

¹⁰⁸ De uma forma geral, EV corresponde ao valor de mercado da empresa e EBITDA corresponde aos resultados operacionais corrigidas das amortizações e depreciações.

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_i \beta_{Ai} x_i = \beta_{AEDP} = 0,41 \\ \bar{\beta}_{AD} < \beta_{AEDP} \\ \beta_{APC} < \beta_{AD} \\ \beta_{ALP} = \beta_{ALE} > \bar{\beta}_{AD} \\ \beta_{ARE} \cong \bar{\beta}_{AD} \\ \beta_{AR} = 0,61 \\ \beta_{AB} = 0,30 \\ \beta_{AC} = 0 \\ \bar{\beta}_{AFD} \cong 0,42 \end{array} \right. \quad (13)$$

Sendo:

- β_{Ai} , o beta do ativo da atividade i .
- x_i , o peso da atividade i no valor do Grupo EDP.
- β_{AEDP} , o beta do ativo do Grupo EDP.
- $\bar{\beta}_{AD}$, o valor médio do beta do ativo da EDP Distribuição.
- β_{AD} , o valor do beta do ativo da EDP Distribuição.
- β_{APC} , o beta do ativo da atividade de produção contratada de energia elétrica em Portugal.
- β_{ALP} , o beta do ativo das atividades liberalizadas em Portugal.
- β_{ALE} , o beta do ativo das atividades liberalizadas em Espanha.
- β_{ARE} , o beta do ativo das atividades reguladas de eletricidade em Espanha.
- β_{AR} , o beta do ativo das atividades que digam respeito às energias renováveis.
- β_{AB} , o beta do ativo das atividades desenvolvidas no Brasil.
- β_{AG} , o beta do ativo das atividades relacionadas com redes reguladas de gás natural em Portugal e Espanha.
- β_{AC} , o beta do ativo dos contadores.
- $\bar{\beta}_{AFD}$, o valor médio do beta do ativo do conjunto de atividades fora da distribuição.

A resolução do sistema de equações acima plasmada, para inferir o beta do ativo da EDPD, tem em conta o peso de cada atividade apresentados no Quadro 6-7, onde se apresentam os cálculos dos betas de cada atividade.

Assumiram-se um conjunto de pressupostos para a definição dos betas das atividades:

- Sendo a EDP Renováveis, SA cotada em bolsa, definiu-se diretamente o seu beta do ativo¹⁰⁹.
- O beta da produção contratada, tal como o estabelecido no anterior período regulatório, é o mais baixo. Consideraram-se, todavia, os efeitos dos recentes desenvolvimentos legislativos que incidem sobre os recebimentos dos CMEC.
- O beta das atividades liberalizadas é igual em Portugal e Espanha, tendo tido por base betas de empresas de produção de eletricidade da Europa.
- O beta do ativo do gás é igual ao das tarifas em vigor.
- O beta das atividades reguladas de eletricidade em Espanha é aproximadamente igual ao beta da atividade de Distribuição da EDP, sendo consistente com os betas decorrentes dos dados de mercado de empresas europeias cotadas comparáveis.
- O beta da EDP Energias do Brasil SA foi definido diretamente pela cotação de mercado.
- Tendo em conta que os contadores não são remunerados para efeitos regulatórios, o seu beta é anulado, o que conduz a um aumento do beta do ativo da EDP Distribuição.

¹⁰⁹ Com base em dados da Reuters.

Quadro 6-7 - Estimativa dos betas do ativo das atividades da EDP

	Peso no ativo da empresa	Beta do ativo	
Conjunto das atividades da EDP	100%	0,41	
		Valor mínimo	Valor máximo
Distribuição Portugal	15,9%	0,34	0,39
		Valor máximo	Valor mínimo
Produção contratada LP	13,1%	0,12	0,12
Atividades Liberalizadas	20,2%	0,44	0,44
Portugal	11,1%	0,44	0,44
Espanha	9,1%	0,44	0,44
Redes Reguladas Eletricidade Espanha	3,1%	0,36	0,36
Renováveis	32,4%	0,61	0,61
Brasil	9,1%	0,30	0,30
Redes Reguladas Gás Portugal e Espanha	6,1%	0,29	0,16
Contadores	0,2%	0,00	0,00
Conjunto atividades fora Distribuição	84,1%	0,43	0,42

Fonte: Reuters, EDP, ERSE

O beta resultante para a atividade de distribuição é um valor que está compreendido entre 0,34 e 0,39.

6.6.3 REN

6.6.3.1 BETA ATIVIDADE DE TRANSPORTE E GESTÃO DO SISTEMA

Os pressupostos dos betas das atividades da REN foram os que se seguem:

- O beta do ativo do gás é o das tarifas em vigor.
- O risco dos terrenos é inferior ao dos restantes ativos, e cerca de 1/3 do beta do ativo da REN do setor elétrico.
- O beta do ativo do conjunto das atividades fora do setor elétrico (β_{AFSE}) resulta da resolução da equação $\beta_{AFSE} = \sum_r \beta_{Ar} x_r$, em que β_{Ar} é o beta do ativo da atividade r e x_r o peso relativo do valor do ativo da atividade r no valor do ativo do conjunto de atividades fora do setor elétrico da REN, conforme valores constantes no Quadro 6-8.

O beta do ativo obtido para os ativos da REN do setor elétrico situa-se no intervalo compreendido entre 0,31 e 0,32.

Quadro 6-8 - Estimativa do beta do ativo das atividades da REN

	Peso no ativo da empresa	Beta do ativo	
Conjunto das atividades da REN	100%	0,26	
		Valor mínimo	Valor máximo
Setor elétrico	60,0%	0,31	0,32
		Valor máximo	Valor mínimo
Setor do gás natural	31,2%	0,20	0,18
Terrenos	8,8%	0,11	0,11
Conjunto atividades fora setor elétrico	40,0%	0,18	0,16

Fonte: Reuters, EDP, ERSE

6.6.4 VALORES DEFINIDOS PARA O CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO PARA A EDPD E REN

Após ter-se calculado os betas do ativo de cada atividade regulada é necessário calcular os betas alavancados, tendo em conta a estrutura de capital teórica eficiente definida anteriormente ($G=55\%$) aplicando a fórmula (11).

Assim, depois da definição de todas as variáveis necessárias ao cálculo do custo do capital próprio, antes de impostos, aplicando a fórmula:

$$R_{cp} = \left[R_f + \beta_A \left[1 + (1 - T) \frac{G}{(1 - G)} \right] (PR_m) \right] \times 1 / (1 - T) \quad (14)$$

obtemos os valores para o custo do capital próprio apresentados no Quadro 6-9:

Quadro 6-9 - Custo do capital próprio da EDPD e da REN

		EDPD		REN	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	2,41%	2,41%	2,41%	2,41%
Beta do ativo	B	0,34	0,39	0,31	0,32
Taxa de imposto	C	31,50%	31,50%	31,50%	31,50%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	D	55,00%	55,00%	55,00%	55,00%
Beta do capital próprio	$E=B \times [1+(1-C) \times (D/(1-D))]$	0,62	0,71	0,57	0,59
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	4,60%	4,60%	4,60%	4,60%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,65%	1,65%	1,65%	1,65%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	$F = F' + F''$	6,25%	6,25%	6,25%	6,25%
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+EF$	6,29%	6,86%	6,00%	6,12%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-C)$	9,18%	10,01%	8,76%	8,93%

Fonte: Reuters, CEER, EDP, REN, ERSE

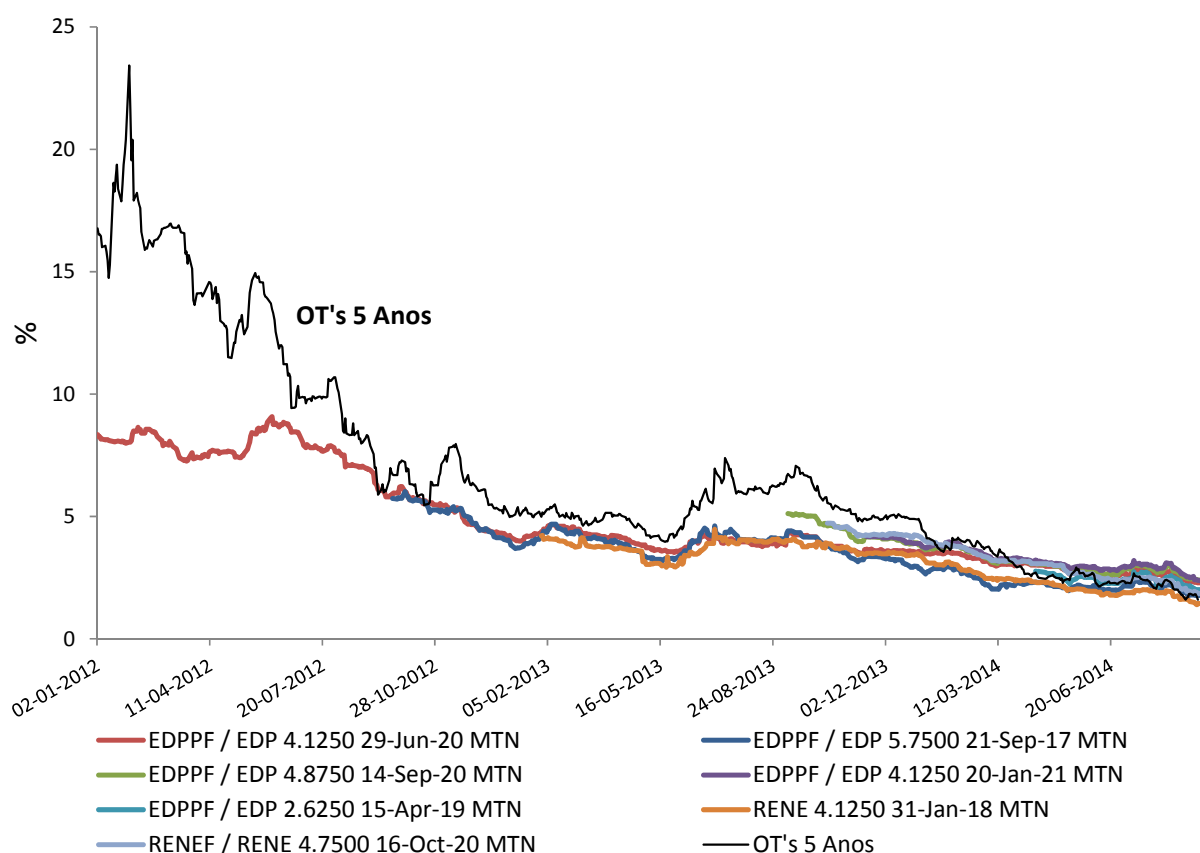
6.7 CUSTO DO CAPITAL ALHEIO

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.

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.

Na figura seguinte podemos observar a evolução das *yields* de diversas obrigações da EDP e da REN.

Figura 6-10 - Evolução das *yields* das obrigações da EDP e da REN com maturidade entre 2017 e 2021 e das OTs a 5 anos



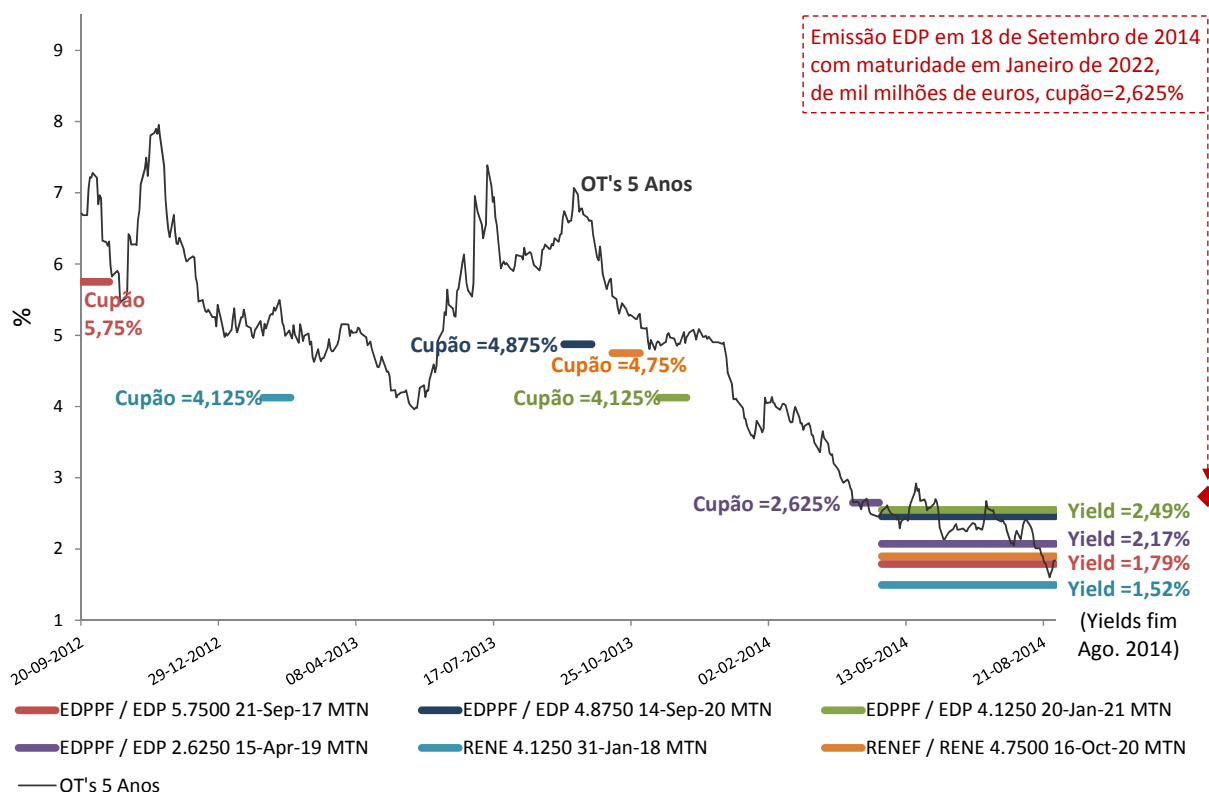
Fonte: ERSE, Reuters

À semelhança do que se observou em relação às OT, as *yields* das obrigações destas duas empresas têm descido de forma acentuada nos últimos anos.

Na Figura 6-11 pode-se observar o valor dos cupões das emissões de cupão fixo recentes e as *yields* em final de agosto de 2014 para essas mesmas emissões. A última emissão da EDP, de mil milhões de euros, foi em setembro de 2014 com cupão 2,625% e as últimas emissões da REN foram a 4,75% e a 4,125%, ambas em 2013.

No entanto em 2014, observou-se uma descida muito acentuada das taxas de juro. A *yield* mais baixa, em final de agosto de 2014, era a de uma emissão da REN, de 300 milhões de euros, com maturidade em 2018, com uma *yield* de 1,52%.

Figura 6-11 - 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.

6.7.1 PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

Como referido no início do presente capítulo, um prémio de risco 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, nomeadamente, 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*.

Entende-se oportuno referir a diferença conceptual já mencionada relativamente ao risco do capital próprio e ao risco da dívida. O risco do capital próprio refere-se aos *cash-flows* esperados, não prometidos ou sujeitos a obrigação. O risco da dívida é referente, não a *cash-flows* esperados, mas a *cash-flows* prometidos, sujeitos a pagamento obrigatório. Esta diferença justificou a aplicação de uma metodologia de cálculo para o custo do capital alheio distinta da aplicada para o custo do capital próprio (CAPM).

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:

$$R_d = R_f + DS \quad (15)$$

em que,

$$DS = \text{Default Spread} = PR_d = \text{Prémio de risco da dívida}$$

Ou seja,

$$R_d = R_f + PR_d \quad (16)$$

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 previsto para o presente período regulatório.

O mecanismo de indexação acrescenta às opções de cuidadosa precaução e ponderação relativamente aos riscos que as empresas poderão enfrentar nos próximos 3 anos, um efeito adicional de amortecimento de eventuais alterações adversas das condições de financiamento.

A incerteza quanto à evolução futura da taxa de juro sem risco está, também, considerada pelo mecanismo de indexação previsto para o presente período regulatório.

Tendo em conta o uso de um *gearing* teórico de 55%, bastante abaixo do endividamento real das atividades (e do grupo), vemos como natural o uso de um *spread* teórico que reflita também este menor risco. Desta forma a ERSE entendeu definir um *spread* de 2% equivalente a um *rating* teórico superior, que reflete esse menor risco.

Assim o valor definido para o prémio de risco da dívida é o apresentado no quadro seguinte, onde se compara este valor com o definido no período anterior.

Quadro 6-10 - Prémio de risco da dívida

Variável	Metodologia PR 2012-2014	Metodologia PR 2015-2017
Prémio de risco da dívida (PRd)	4,3% (Média dos contratos de CDS da EDP a 5 anos e um beta da dívida = 0,86)	2% (Tendo em conta o uso de um <i>gearing</i> teórico de 55%, abaixo do endividamento real, este valor de spread equivale a um rating teórico superior, que reflete esse menor risco. Beta da dívida=0)

Fonte: Reuters, CEER, Damodaran, ERSE

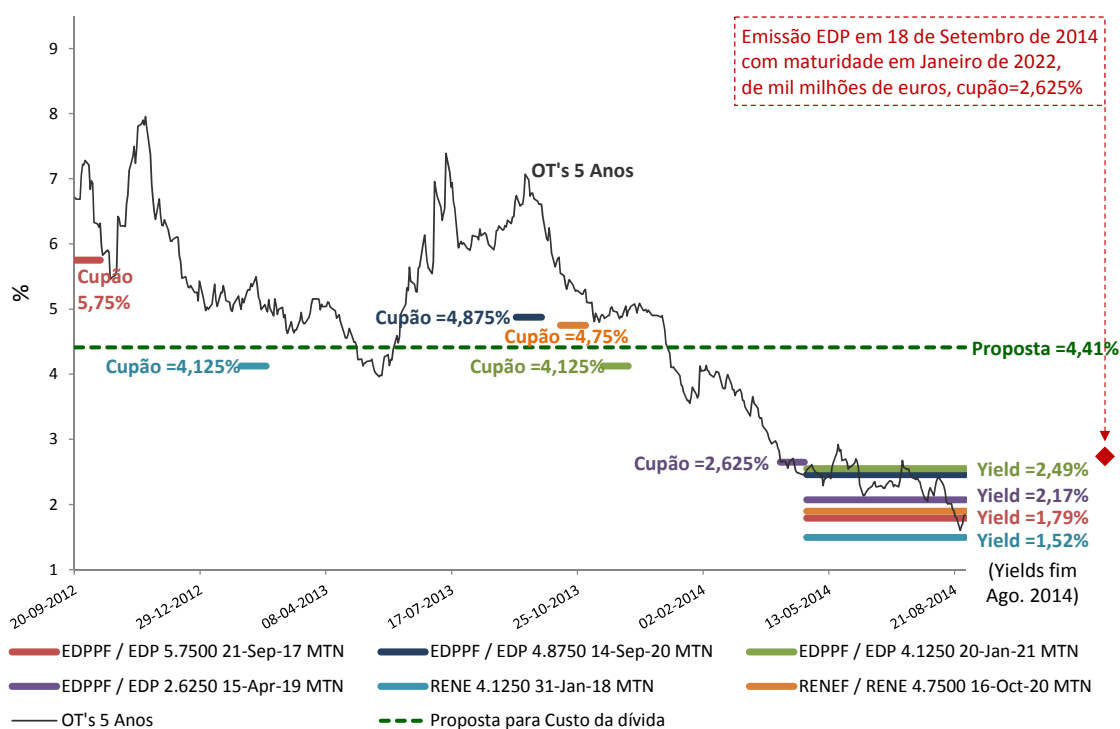
6.7.2 VALORES DEFINIDOS PARA O CUSTO DO CAPITAL ALHEIO PARA A EDPD E REN

Assim o valor definido para o custo da dívida é 4,41% resulta da aplicação da fórmula seguinte:

$$R_d = R_f + PR_d = 2,41\% + 2\% = 4,41\% \quad (17)$$

Na figura abaixo, pode-se comparar o valor definido pela ERSE com os cupões das emissões recentes e as *yields* respetivas.

Figura 6-12 - Emissões recentes de dívida da EDP e REN e *yields* respetivas em agosto de 2014



Fonte: ERSE, Reuters

6.8 CUSTO DO CAPITAL MÉDIO PONDERADO PARA 2015

No quadro abaixo apresenta-se um resumo de todas as variáveis e metodologias, tanto para o atual período regulatório 2015-2017, como para o anterior, comparando com a média dos valores definidos pelos reguladores europeus.

Quadro 6-11 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor elétrico

Variável	Metodologia e parâmetros a utilizar para cálculo do custo do capital para o PR 2015-2017		
Gearing (G)	Valor teórico de 55% (Evolução para um valor mais próximo do real)		
Imposto (T)	31,5%		
Taxa de juro sem risco (Rf)	2,41% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha, Finlândia, Áustria e Países Baixos)		
Prémio de risco da dívida (PRd)	2% (Tendo em conta o uso de um gearing teórico de 55%, abaixo do endividamento real, este valor de spread equivale a um rating teórico superior, que reflecte esse menor risco. Beta da dívida=0)		
Beta Ativo (β_A)	β_A médio EDPD = 0,36		β_A médio REN = 0,32
	(Bottom-up Betas, beta do capital próprio ajustado = $2/3 \cdot \text{Raw} + 1/3 \cdot 1$ e Beta dívida=0)		
Prémio de risco de mercado (PRm)	6,25%	=	4,6% (Média CEER) + 1,65% (Spread da média das <i>yields</i> das obrigações a 10 anos, desde 1999, entre Portugal e Alemanha, Finlândia, Áustria, Países Baixos e França)

Fonte: ERSE, Reuters, EDP, REN, CEER

6.8.1 EDP DISTRIBUIÇÃO

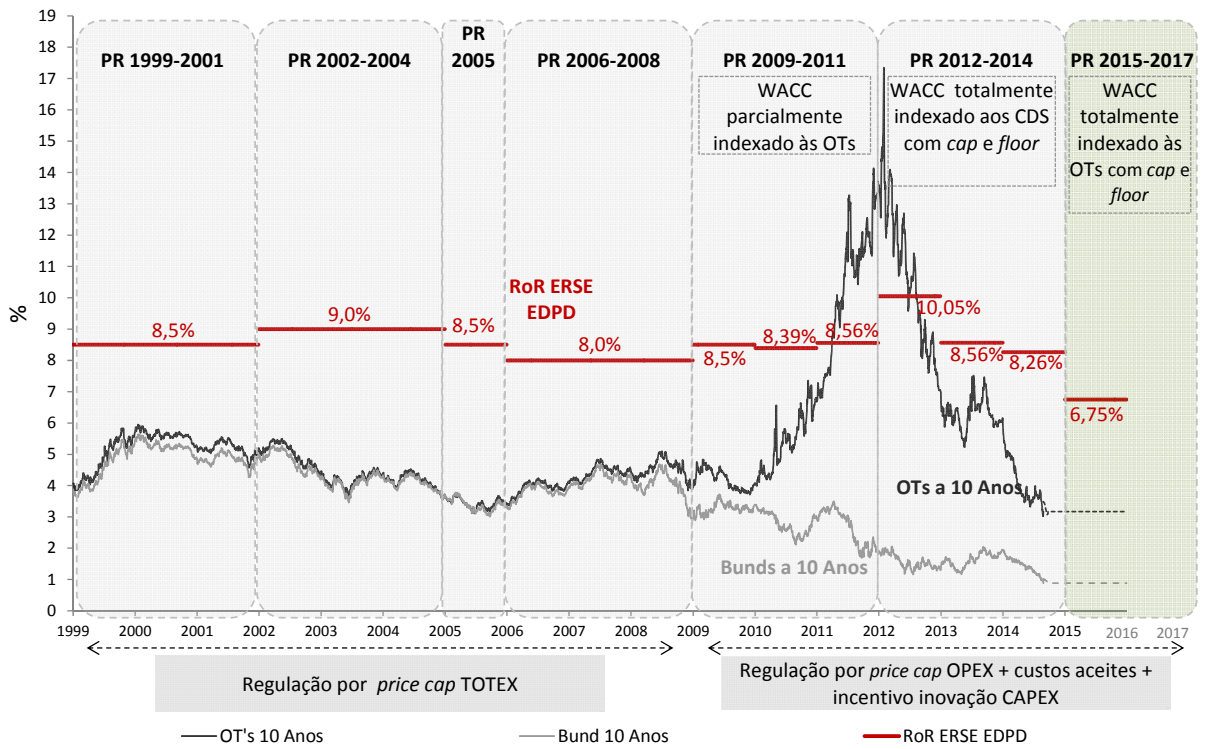
Quadro 6-12 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital da EDP Distribuição

		EDPD	
		Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	2,41%	2,41%
Prémio de dívida	B	2,00%	2,00%
Custo da dívida antes de impostos	$C=A+B$	4,41%	4,41%
Custo da dívida depois de impostos	$D=C \times (1-J)$	3,02%	3,02%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	E	55,00%	55,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	4,60%	4,60%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,65%	1,65%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	$F = F' + F''$	6,25%	6,25%
Beta do capital próprio	G	0,62	0,71
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(F \times G)$	6,29%	6,86%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	9,18%	10,01%
Taxa de imposto	J	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	$K=(C \times E)+(I \times [1-E])$	6,56%	6,93%
Valor proposto		6,75%	

Fonte: ERSE

Na Figura 6-13 podemos observar os valores das taxas de remuneração anuais definidas para o período regulatório 2015-2017 e para os anteriores períodos regulatórios, e respetivos modelos de regulação da atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Figura 6-13 - RoR regulatório EDP Distribuição



Fontes: Reuters, ERSE

6.8.2 REN

Quadro 6-13 - Parâmetros utilizados na definição do custo de capital da REN

		REN	
		Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	2,41%	2,41%
Prémio de dívida	B	2,00%	2,00%
Custo da dívida antes de impostos	$C=A+B$	4,41%	4,41%
Custo da dívida depois de impostos	$D=C \times (1-J)$	3,02%	3,02%
Gearing (Dívida/Capital próprio + Dívida)	E	55,00%	55,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	4,60%	4,60%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,65%	1,65%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	$F = F' + F''$	6,25%	6,25%
Beta do capital próprio	G	0,57	0,59
Custo do capital próprio depois de impostos	$H=A+(F \times G)$	6,00%	6,12%
Custo do capital próprio antes de impostos	$I=H/(1-J)$	8,76%	8,93%
Taxa de imposto	J	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	$K=(C \times E)+(I \times [1-E])$	6,37%	6,45%
Valor proposto		6,40%	
Valor proposto para ativos valorizados a custos de referência		7,15%	

Fonte: ERSE

Os ativos valorizados a custos de referência, que correspondem em grande parte a ativos posteriores a 2008, beneficiam de um prémio de 0,75pp.

A figura *infra* mostra os valores das taxas de remuneração anuais definidas para o período regulatório 2015-2017 e para os anteriores períodos regulatórios, e respetivos modelos de regulação, das atividades de Transporte de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema. A partir de 2009, as taxas de remuneração apresentadas correspondem às médias das taxas aplicadas aos ativos valorizados a custos reais e a custos de referência, ponderadas pelo peso dos respetivos ativos em cada ano.

Figura 6-14 - RoR regulatório REN



Nota: Média ponderada entre RoR base e RoR com prémio para ativos valorizados a custos de referência

Fontes: ERSE, Reuters, E - Estimado

6.8.3 REGIÕES AUTÓNOMAS

Tendo em contas as semelhanças no quadro regulatório e nas atividades desenvolvidas, as diferenças entre as empresas insulares e do Continente terão provavelmente mais impacto no custo de capital alheio, do que no custo de capital próprio, fruto das especificidades que caracterizam cada empresa em termos de dimensão e de integração, ou não, em grandes grupos económicos. No entanto, estes fatores não têm aparentemente reflexo nos custos de capital alheio da EDA e da EEM, quando comparados com o das suas congéneres do Continente, como se pode observar no quadro infra.

Quadro 6-14 - Taxa de juro implícita da EDA e da EEM

	EDA				EEM			
	2010	2011	2012	2013	2010	2011	2012	2013
Dívida	311 942 654	344 906 768	320 151 119	303 645 833	372 436 364	408 768 179	404 914 958	380 310 695
Juros	6 354 212	11 063 210	13 824 515	11 903 872	15 255 829	19 782 840	23 164 423	22 436 620
Taxa de juro implícita	2,08%	3,37%	4,16%	3,82%	4,17%	5,06%	5,69%	5,71%

Fonte: Relatório e contas das empresas

Assim, à semelhança dos períodos regulatórios anteriores, a ERSE mantém a mesma metodologia de equiparação do custo de capital a aplicar a cada uma das atividades das empresas insulares com as

atividades equivalentes do Continente. Deste modo, à atividade de AGS será aplicada o custo com capital das atividades reguladas da REN e para as atividades de DEE e de CEE, o custo de capital da EDP Distribuição.

6.9 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO PARA O PERÍODO 2015 A 2017

A incerteza quanto à evolução do contexto económico-financeiro no anterior período regulatório 2012-2014 obrigou a alterar a metodologia de determinação do custo de capital. Perante a instabilidade do quadro económico da altura, importou desenvolver um mecanismo que permitisse refletir nos *spreads*, que compensam os riscos dos capitais próprio e alheio, a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadrava 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 no período regulatório anterior, e também para o setor do gás, 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.

O custo do capital, no anterior período regulatório, foi indexado à cotação média diária dos CDS da República Portuguesa a 5 anos. No presente período regulatório, 2015-2017, optou-se pela indexação do custo do capital às OT em vez dos CDS. Equacionadas as vantagens e desvantagens das duas opções, a escolha deste indexante prende-se com o facto do mercado das OT apresentar maior liquidez do que o dos CDS¹¹⁰. Assim, os *spreads* que compensam os riscos do capital próprio e alheio 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 o anterior período regulatório, e do que existe no gás, o mecanismo apresenta um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*).

A atualização do CCMP far-se-á com base na evolução das cotações médias diárias das OT da República Portuguesa a 10 anos publicadas pelo Banco de Portugal durante o período compreendido entre o mês de outubro do ano anterior, até ao mês de setembro do ano de aplicação das tarifas. Na prática, o valor base que agora se apresenta será corrigido no ano seguinte com base nos valores verificados entre outubro do corrente ano e setembro do ano seguinte.

¹¹⁰ Analisando o desenvolvimento histórico destes mercados, verifica-se que este mercado esteve muito ativo sobretudo no período de maior crise financeira do país. Portanto, com o regresso da confiança dos investidores na economia nacional decorrente da possível retoma da normalidade financeira do país é exetável que o mercado destes títulos seja novamente arrastado para uma situação de pouca liquidez.

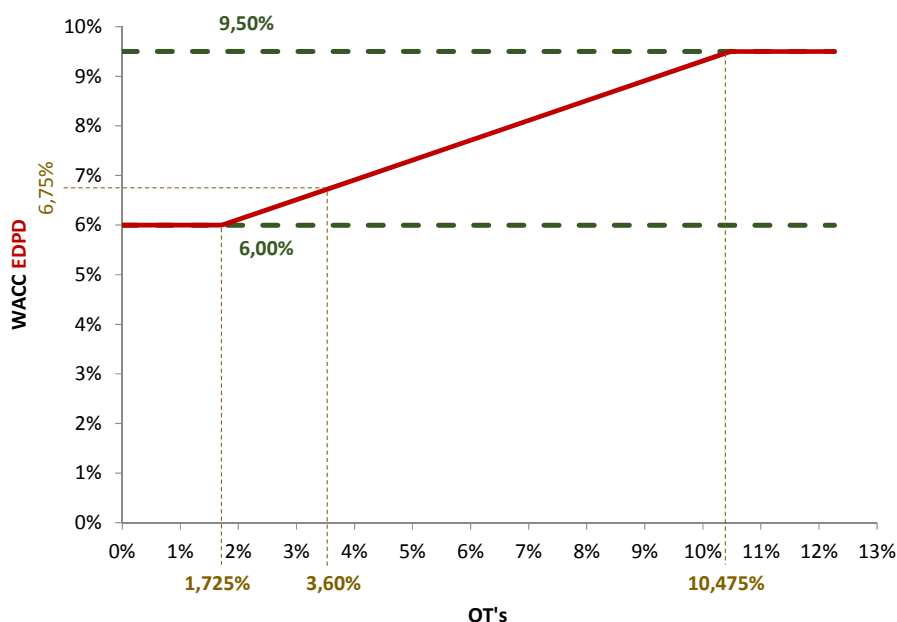
Dada a atual volatilidade dos indicadores de mercado, tal como para as atividades reguladas do setor do gás considerou-se, como referido anteriormente, adequado incluir um *cap* e *floor*. O mecanismo incorpora este efeito, uma vez que, a partir de um determinado valor das OT, é dado um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir. No entanto, ao contrário do caso do gás, apenas é aplicado um declive tendo em conta a proximidade com o *floor*. Sublinhe-se que o *floor* representa uma situação de risco muito baixo, onde o RoR é inferior em 1,25 p.p. ao ponto inicial do mecanismo de indexação, o que corresponde a taxas que, até à data, nunca se verificaram no mercado português. O *cap* representa uma situação de risco elevado e é estabelecido em 3,25 p.p. acima do valor de partida.

Assim, o RoR apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado.

6.9.1 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

- O RoR é indexado à cotação média aritmética diária das OT da República Portuguesa a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- O ponto de partida do indexante é 3,60%. Valor obtido tendo em conta a média aritmética da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, dos meses de junho a agosto de 2014;
- Para efeitos de determinação do RoR do ano t, será considerada a média dos valores diários do indexante de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, 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 RoR é linear;
- Uma variação de 1% do RoR tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor mínimo do RoR é 6,0%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 1,725%;
- O valor máximo do RoR é 9,5%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 10,475%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 1,725%, o RoR mantém-se em 6,0%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 10,475%, o RoR mantém-se em 9,5%.

Figura 6-15 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica

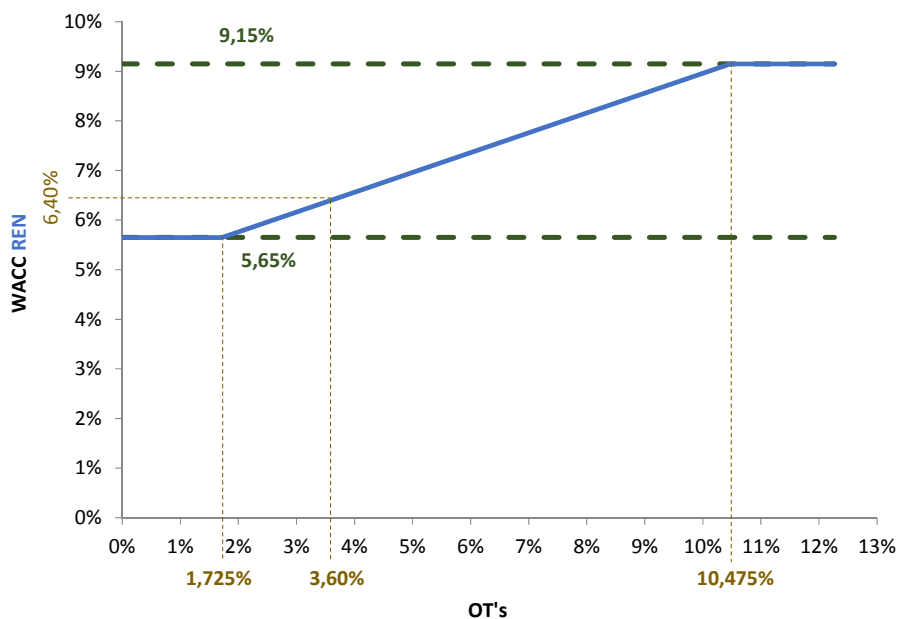


Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

6.9.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

- O RoR é indexado à cotação média aritmética diária das OT da República Portuguesa a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal);
- O ponto de partida do indexante é 3,60%. Valor obtido tendo em conta a média aritmética da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, dos meses de junho a agosto de 2014;
- Para efeitos de determinação do RoR do ano t, será considerada a média dos valores diários do indexante de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, 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 RoR é linear;
- Uma variação de 1% do RoR tem subjacente uma variação das *yields* das OT de 2,5%;
- O valor mínimo do RoR é 5,65%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 1,725%;
- O valor máximo do RoR é 9,15%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 10,475%;
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de 1,725%, o RoR mantém-se em 5,65%;
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 10,475%, o RoR mantém-se em 9,15%.

Figura 6-16 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte e Gestão de Sistema



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Reuters

7 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

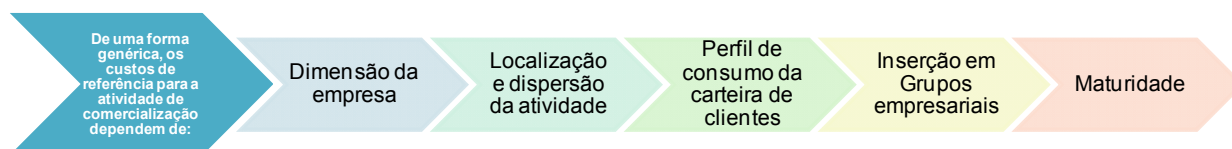
7.1 ENQUADRAMENTO

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

Em linha com o referido anteriormente, a definição destes custos visa não só o cumprimento do quadro legal, como na criação de uma base sustentada para a definição do OPEX unitário para a atividade de comercialização,

Assim, pretende-se definir valores de referência que permitam internalizar um conjunto de fatores intrínsecos às empresas, que as posicionam com diferentes perfis, e que por conseguinte justificam diferentes níveis de custos de exploração afetos á prossecução da sua atividade. A figura infra ilustra alguns destes potenciais aspetos.

Figura 7-1 - Aspetos que condicionam os custos de referência para a atividade de CEE



Fonte: ERSE

Para este efeito, a ERSE propõe a construção de uma matriz de custos de referencia para os comercializadores de energia elétrica, tendo necessariamente em consideração as características específicas das diversas empresas comercializadoras, na medida em que tais especificidades podem originar (des)vantagens custo, que devem ser tidas em conta para efeitos da determinação dos custos de referência.

Refira-se que, como forma de ultrapassar a escassa informação existente relativamente à atividade de comercialização de energia, a ERSE elaborou um questionário que submeteu não só às empresas comercializadoras reguladas do setor elétrico, como a um vasto leque de comercializadores, regulados e de mercado, nos setores de eletricidade e gás natural. Ao todo foi inquirido um universo de 24 comercializadores, os quais se encontram elencados na figura infra.

Figura 7-2- Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



O questionário elaborado pela ERSE¹¹¹ teve por objetivos (i) a identificação dos indutor(es) de custo, (ii) a caracterização da atividade e a identificação de características específicas que cada uma das comercializadoras enfrentam e (iii) a desagregação do OPEX Total na sua componente fixa e na sua componente variável.

Note-se que, para efeitos da presente análise, foram considerados os resultados dos questionários remetidos à ERSE até 30 de setembro de 2014. Neste sentido, cumpre mencionar que se registaram atrasos significativos face aos prazos estipulados pela ERSE para resposta aos questionários, quer parte de alguns agentes de mercado, quer regulados, o que comprometeu a inclusão de toda informação recebida até à presente data na análise em apreço, designadamente o Grupo GALP. De igual forma importa ressaltar que os padrões de qualidade da informação disponibilizada foram bastante díspares entre agentes, o que conduziu a dificuldades na concretização do estudo e conseqüente robustez de conclusões.

Face ao exposto, os pontos seguintes do presente capítulo pretendem:

- i. Caracterizar a amostra e os diferentes perfis de empresas que comercializam energia, que devem ser tidas em conta para a definição de custos de referência.
- ii. Apresentar a metodologia seguida para a definição dos custos de referência da atividade de comercialização.
- iii. Estabelecer a fundamentação económica que suporta a referida metodologia.

¹¹¹ Disponível para visualização em anexo.

- iv. Definir uma matriz de custos médios que serve de referência aos comercializadores de energia elétrica.

7.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

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.

Face à diversidade de perfis de empresas que se espera que venham a participar no segmento liberalizado da atividade de comercialização de energia elétrica, é igualmente expectável que estas 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 “Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico - Documento Justificativo” de junho de 2014.

A este respeito, cumpre referir que, pese embora existam ainda poucos resultados estabelecidos na literatura relativamente ao impacto das especificidades associadas a cada perfil de empresa comercializadora na sua estrutura de custos, existe uma evidência empírica que a eficiência e estrutura de custos das empresas comercializadoras dependem efetivamente de diversas características diferenciadoras associadas a distintos perfis de empresas comercializadoras.

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 gás natural.

Relativamente ao tratamento estatístico dos dados, cumpre ressaltar que:

- Em termos metodológicos, a análise desenvolvida consubstancia-se na análise gráfica e cálculo de estatísticas descritivas, atendendo ao *timing* de resposta ao inquérito por questionário por parte das empresas.
- Procedeu-se à análise de perfis de comercialização na atividade de energia, considerando os setores da eletricidade e do 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 2009 a 2013;
 - ✓ **Maturidade** – medida pelo número de anos de atividade no mercado nacional;

- ✓ **Segmento de negócio** – atividade só no setor do gás natural; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores;
 - ✓ **Perfil da carteira de clientes** – só clientes industriais; só clientes domésticos ou ambos;
 - ✓ **Enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada;
 - ✓ **Inserção em grupos empresariais.**
- A análise de perfis das empresas comercializadoras baseou-se na comparação da sua performance em termos de custos unitários médios (calculados pelo rácio da rubrica de custos e o número de clientes servido pelo comercializador), nomeadamente tendo por base o Custo Total Médio (CTM); em linha com a informação solicitada no questionário.
 - Para efeitos da análise, a cada categoria de custos foram retiradas da amostra as observações para os quais o valor da respetiva categoria de custos identificada pela empresa na resposta ao questionário era zero, de modo a evitar enviesamentos associados a amostras truncadas e/ ou censuradas.
 - Adotou-se o pressuposto da independência das observações que constituem a amostra. Tal implica que cada observação da amostra corresponde ao valor da categoria de custos em causa para cada empresa em cada ano com informação disponível. Isto significa que na amostra existem empresas com mais observações (no limite a uma empresa poderão corresponder 5 observações, uma para cada ano do período 2009-2013) e empresas com menos observações (no limite apenas uma observação, se apenas estiver disponível informação para um ano).

Nas secções seguintes, procura-se caracterizar brevemente as empresas comercializadoras de energia e o efeito das diversas características específicas das mesmas ao nível do seu Custo Total Médio (CTM) ou rubricas mais desagregadas de custo, quando relevante.

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. A este respeito, Lehto (2011)¹¹² refere que o papel da escala é reconhecido, citando a Energy Information Administration (EIA) (2007), segundo a qual as *utilities* de maior dimensão poderão beneficiar de economias de escala.¹¹³

¹¹² E. Lehto (2011), "Electricity prices in the Finnish retail market", *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

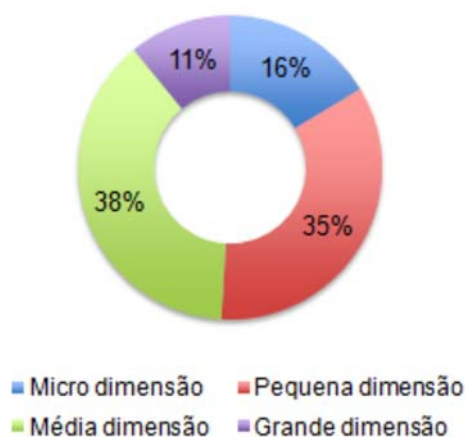
¹¹³ Não obstante, contrariamente ao esperado à luz da possível ocorrência de economias de escala, Lehto (2011) obtém que empresas de maior dimensão praticam preços mais elevados, o que é interpretado pelo autor como um sinal de que as empresas de maior dimensão (no caso finlandês) poderão ter maior poder de mercado. Nas palavras do autor: "One could have expected positive estimates as an indicator of the presence of scale economies and of its implications on prices. Negative values evidently show that the larger retailers have achieved market power, which is also used in pricing."

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 clientes¹¹⁴.

Face a esta evidência, e a fim de identificar o impacto da dimensão no Custo Total Médio (CTM), a análise foi realizada agrupando as empresas em quatro categorias de acordo com a dimensão:

- Micro Dimensão (empresas com menos de 200 clientes);
- Pequena Dimensão (empresas com número de clientes compreendido entre 200 e 100.000);
- Média Dimensão (empresas com número de clientes compreendido entre 100.000 e 1.000.000);
- Grande Dimensão (empresas com mais de 1.000.000 clientes).

Figura 7-3 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão

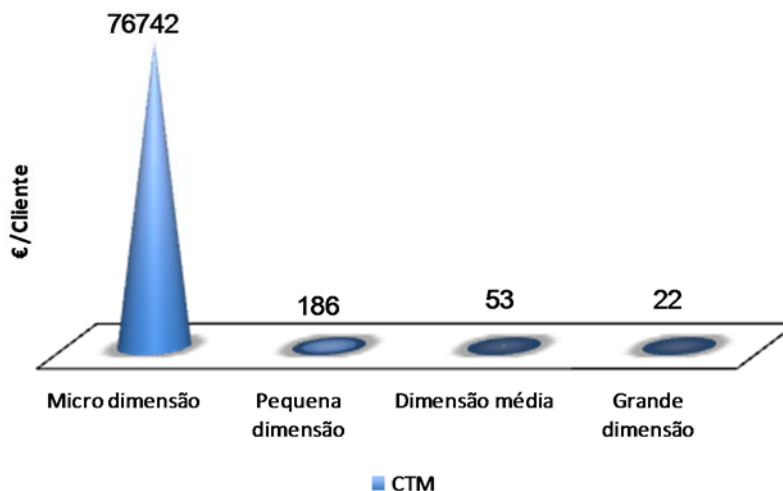


Fonte: Protocolo ERSE/FEP

A figura seguinte representa o valor médio do Custo Total Médio unitário (CTM) para os quatro grupos de empresas sendo de realçar a significativa diferença entre as empresas de micro dimensão e os restantes grupos de empresas.

¹¹⁴ 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.

Figura 7-4 - Valor médio do Custo Total Médio (CTM) por categoria de dimensão



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Em termos médios, o custo total médio unitário nas empresas de micro dimensão é significativamente superior, podendo esta característica ser explicada pela maior dificuldade destas empresas aproveitarem economias de escala nas diversas atividades que fazem parte da função de comercialização de energia.

Refira-se, ainda, que regra geral estas empresas são recentes, justificando, em parte, a reduzida base de clientes e incorrendo, por isso, em custos adicionais subjacentes à entrada no setor.

MATURIDADE

Relativamente ao impacto da maturidade, Hortaçsu *et al.* (2012)¹¹⁵ apresentam evidências de que as empresas mais maduras poderão apresentar algumas vantagens de custo decorrentes, por exemplo, de economias de aprendizagem; menores custos de angariação de clientes em resultado de menores custos de mudança, analisados por Yang, 2014,¹¹⁶ ou efeitos reputação que beneficiam empresas instaladas há mais tempo no sector. Mais concretamente, segundo estes autores, as empresas com menor longevidade poderão enfrentar acréscimos de custo decorrentes de um considerável efeito reputação associado à marca que beneficia as empresas incumbentes¹¹⁷.

¹¹⁵ Hortaçsu, M. e A. Puller (2012), "Power to Choose? An Analysis of Choice Frictions in the Residential Electricity Market", *mimeo*

¹¹⁶ Y. Yang (2014), "Understanding household switching behavior in the retail electricity market", *Energy Policy*, Vol. 69, pp. 406–414

¹¹⁷ Introduzindo um elemento de diferenciação vertical num mercado em que *a priori* o produto transacionado é essencialmente homogéneo

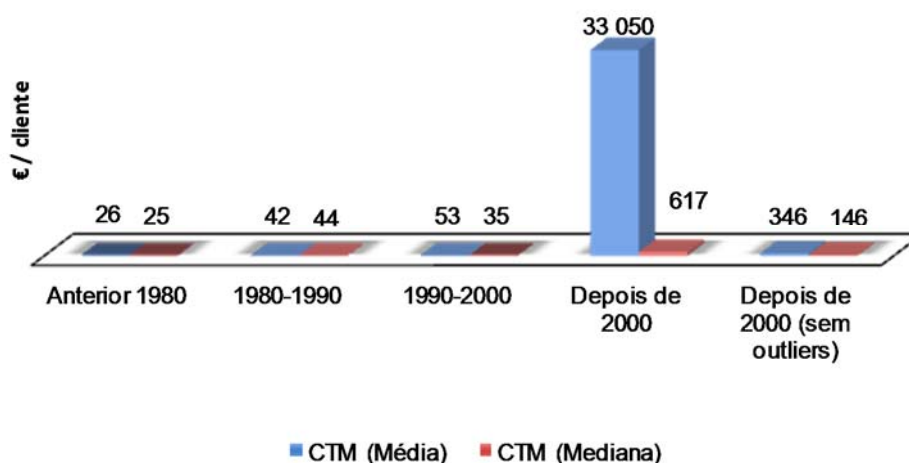
De facto, teoricamente espera-se que empresas mais maduras evidenciem custos unitários mais reduzidos, seja devido ao aproveitamento de economias de aprendizagem, seja devido ao melhor e mais profundo conhecimento do mercado e ao facto de não terem que suportar custos associados ao arranque de uma atividade (custos de entrada)¹¹⁸.

Como tal, nesta secção procura-se avaliar em que medida o valor médio dos custos unitários (CTM; CFDm; CVDm; CFIm; CVIm) pode ser influenciado pela maturidade das empresas comercializadoras¹¹⁹. A fim de avaliar este indicador, utilizou-se como *proxy* a longevidade das empresas, tendo-se agrupado a amostra de empresas em estudo em quatro categorias:

- Empresas muito maduras (data da constituição anterior a 1980);
- Empresas maduras (data da constituição entre 1980 e 1990);
- Empresas recentes (data da constituição entre 1990 e 2000);
- Empresas embrionárias (data da constituição posterior a 2000).

A análise da figura infra evidencia que a esperada relação negativa entre o Custo Total Médio (CTM) e a maturidade da empresa se verifica na amostra em análise.

Figura 7-5 - Valor médio e mediana do CTM por categoria de empresas (maturidade)



Fonte: ERSE/FEP

¹¹⁸ Relativamente a estes custos de entrada recorde-se que Yang (2014) e Hortaşu *et al.* (2012) referem que tais podem ser relevantes devido ao efeito reputação da incumbente e aos custos de mudança de fornecedor.

¹¹⁹ O termo comercializador é redutor quando consideramos períodos pré-liberalização. Entenda-se, nos casos em que tal se aplica, as empresas com total ou parcial integração vertical vendendo aos consumidores finais.

A análise evidencia que ainda que há uma diferença muito significativa no Custo Total Médio (CTM) das empresas criadas antes e depois de 2000.

Tal facto resulta destas empresas estarem possivelmente ainda a suportar elevados custos de arranque e de estudo do seu mercado. Note-se igualmente que, no contexto da amostra em análise, as empresas criadas depois de 2000 são também caracterizadas pelo facto de estarem no mercado liberalizado, participarem no segmento gás natural e terem um número de clientes ainda muito incipiente, concentrando-se em alguns casos num único segmento de mercado: doméstico ou industrial.

No caso dos grupos de empresas criadas antes de 2000, o efeito da maturidade na redução de custos médios também se manifesta, mas de forma menos acentuada.

Refira-se ainda que, mesmo excluindo da análise alguns *outliers*, continua a verificar-se uma diferença muito significativa no Custo Total Médio (CTM) das empresas criadas antes e depois de 2000, quer em termos do valor médio, quer relativamente à mediana.

SETOR DE ATIVIDADE

Uma outra característica potencialmente diferenciadora das empresas comercializadoras 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.

Tendo-se observado que, no grupo de empresas que apenas comercializa gás natural, existem diferenças muito significativas em termos de CTM entre as empresas reguladas e não reguladas, foi ainda calculada a média do CTM para as empresas de gás natural reguladas (que são também as mais maduras neste mercado). No entanto, o facto de não se ter podido incluir os resultados de empresas pertencentes ao maior grupo empresarial do sector do gás natural tendo em conta a receção tardia da informação obriga a relativizar os resultados obtidos.

As principais conclusões da análise efetuada foram:

- A média do CTM é significativamente mais elevada para as empresas que apenas operam no segmento de gás natural face às que apenas operam na eletricidade, corroborando a explicação anteriormente apresentada sobre os impactes da maior maturidade do mercado de eletricidade
- Existe uma enorme diferença em termos de valor médio do CTM existente entre as empresas de gás natural que atuam no mercado regulado e o valor para a totalidade das empresas de gás natural, apresentando estas últimas um CTM muito elevado, em termos médios. Importa, contudo, relativizar estes resultados face à pequena dimensão da amostra e, em particular, dos subgrupos.

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Quer no segmento de eletricidade, quer no segmento de gás natural operam empresas comercializadoras reguladas e empresas que definem autonomamente os preços praticados aos seus clientes. No entanto, as empresas mais recentes operam todas no segmento não regulado, enquanto as empresas mais maduras operam no segmento regulado. Assim, e como seria de esperar, as conclusões obtidas no que diz respeito à maturidade verificaram-se igualmente nesta análise, designadamente a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas, tendo as primeiras custos médios totais muito mais baixos.

PERFIL DE CLIENTES

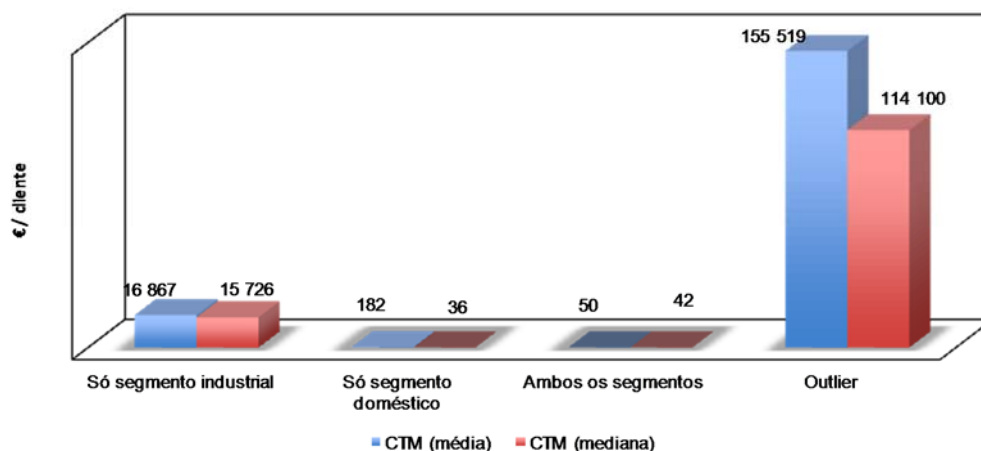
Uma outra dimensão importante que diferencia os comercializadores de energia diz respeito ao perfil do seu mercado, nomeadamente se servem apenas clientes domésticos ou se também estão presentes no segmento empresarial.

A figura seguinte representa o valor médio e a mediana do Custo Total Médio (CTM) para os seguintes grupos de empresas:

- Empresas só com clientes industriais;
- Empresas só com clientes domésticos;
- Empresas com clientes industriais e domésticos.

Das categorias anteriores foram excluídos os *outliers*, cujo valor médio do Custo Total Médio (CTM) é apresentado separadamente.

Figura 7-6 - Valor médio e mediana do Custo Total Médio (CTM) por categoria de empresas relativamente ao perfil de cliente



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

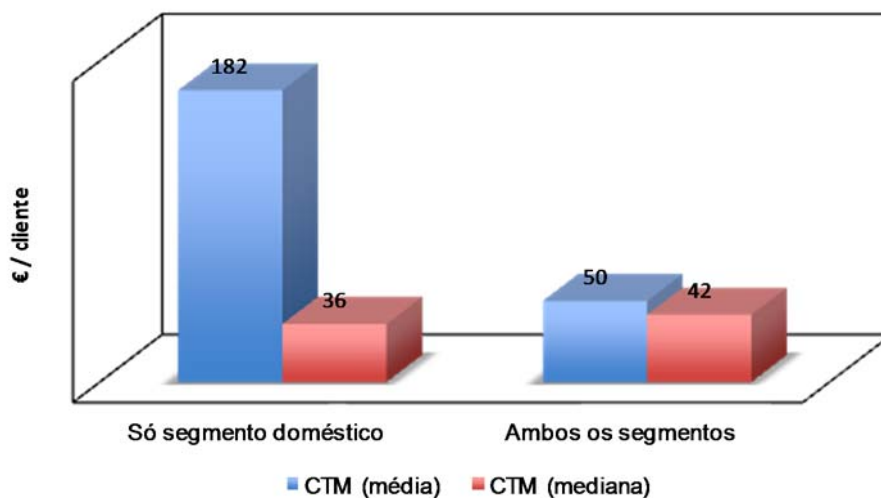
Da figura anterior observa-se que as empresas que atuam apenas no segmento industrial apresentam, em média, um Custo Total Médio (CTM) mais elevado, enquanto as empresas que atuam em ambos os segmentos apresentam um Custo Total Médio (CTM) mais baixo.

Na interpretação destes resultados importa ter em consideração que as empresas mais maduras atuam nos dois segmentos.

Agrupando as empresas apenas em duas categorias (venda de energia apenas a clientes domésticos ou venda para ambos os segmentos, doméstico e empresarial), confirma-se a conclusão anterior.

Esta característica confirma a dificuldade em separar o efeito da maturidade da possibilidade de existirem economias de custos na atividade de comercialização quando as empresas servem ambos os segmentos de mercado.

Figura 7-7 - Valor médio e mediana do Custo Total Médio (CTM) por categoria de empresas relativamente ao perfil de cliente (apenas segmento doméstico)

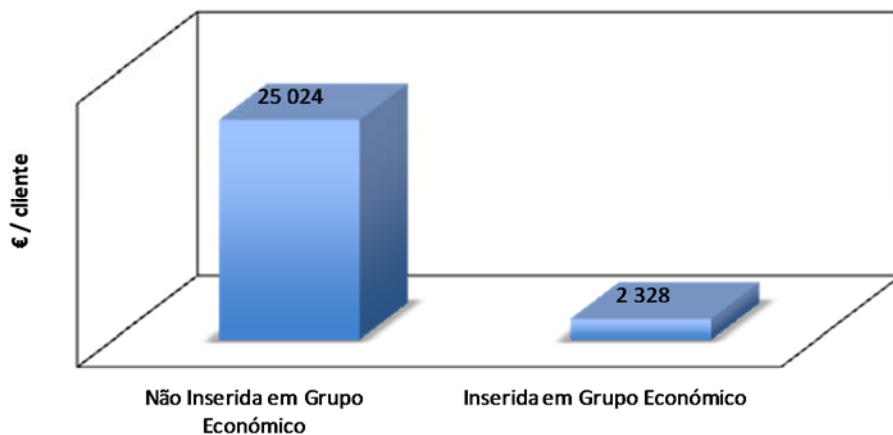


Fonte: Protocolo ERSE/FEP

INSERÇÃO EM GRUPO ECONÓMICO

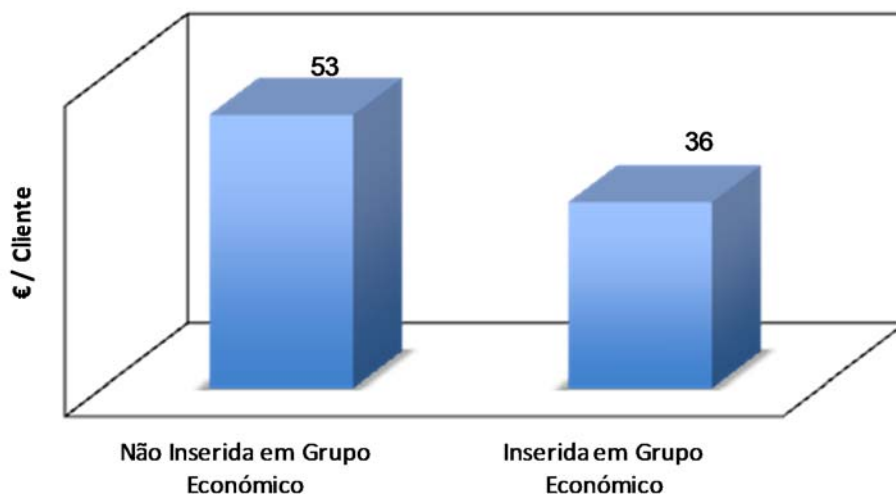
Uma outra característica relevante para delinear o perfil das empresas comercializadoras de eletricidade e gás natural diz respeito ao facto de as empresas integrarem ou não grupos económicos. À partida, se existirem importantes sinergias dentro dos grupos económicos, é de esperar que as empresas inseridas 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 valor médio e a mediana do Custo Total Médio (CTM) de cada categoria estão representados nas figuras seguintes.

Figura 7-8 – Valor médio do Custo Total Médio (CTM) por categoria de empresas relativamente à inserção em grupo económico



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Figura 7-9 - Mediana do Custo Total Médio (CTM) por categoria de empresas relativamente à inserção em grupo económico



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

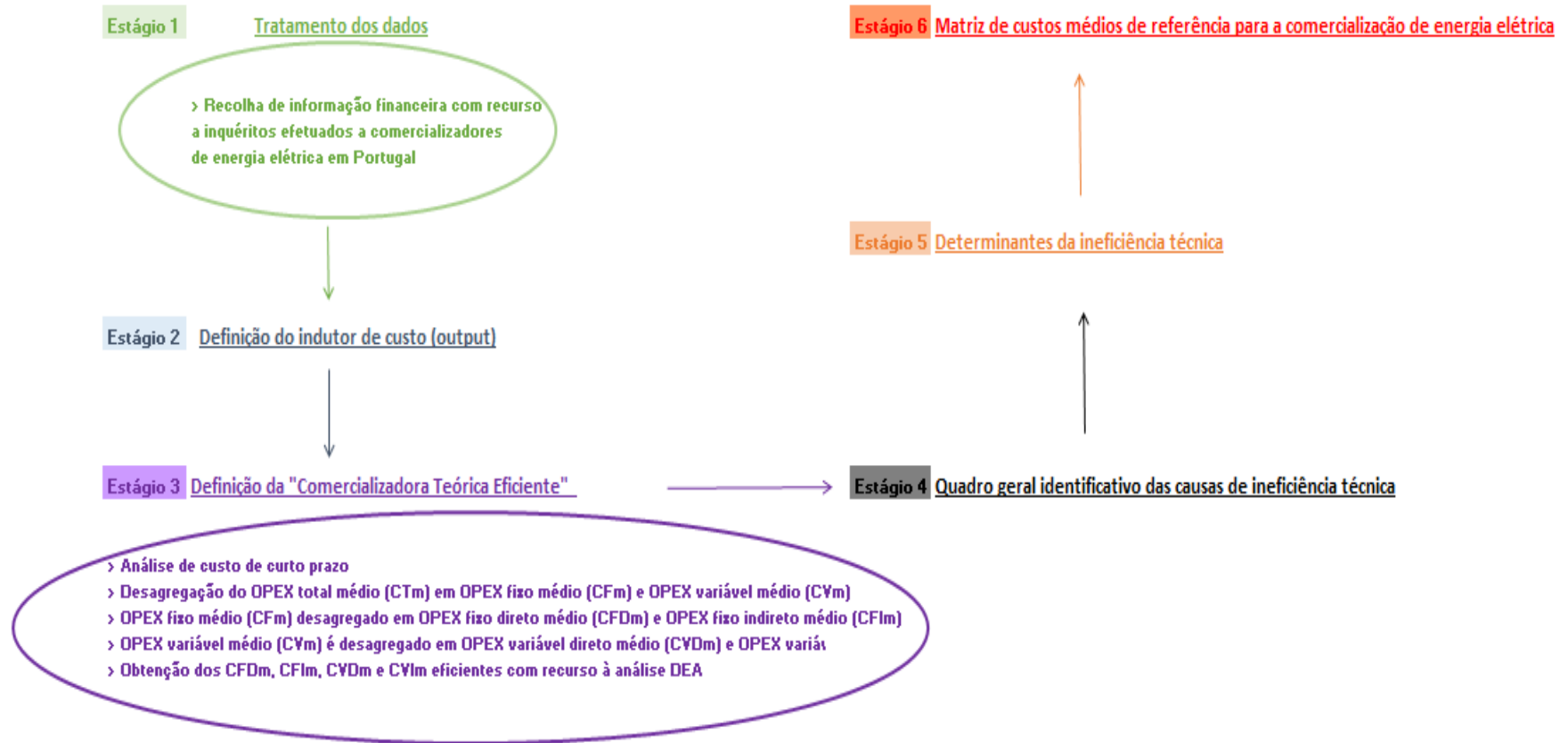
Em termos médios, o Custo Total Médio (CTM) é significativamente mais elevado para as empresas não inseridas em grupos económicos. Se forem excluídos da análise os *outliers* continua a verificar-se a relação anterior embora com um diferencial de valores do Custo Total Médio (CTM) menor.

No entanto, o facto das empresas mais maduras estarem inseridas em grandes grupos económicos dificulta a aferição com segurança de uma relação entre o nível de custos e a inserção em grupos económicos.

7.2.1 METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

Dada a diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de energia elétrica, a definição de custos de referência para este sector requer a definição de uma rigorosa metodologia de cálculo, devidamente fundamentada num adequado suporte teórico microeconómico.

Figura 7-10 - Metodologia adotada para cálculo dos custos de referência da atividade de comercialização do setor elétrico em Portugal



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

A Figura 7-10 esquematiza as etapas principais da metodologia adotada para efeitos de elaboração dos custos de referência para a Comercialização de Energia Elétrica (CEE) em Portugal para o ano de 2014.

Como explicitado anteriormente, numa primeira fase a ERSE elaborou um questionário com o objetivo de recolher um conjunto de informação de diversa natureza sobre as empresas comercializadoras.

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. À luz das considerações apresentadas nas secções anteriores, considerou-se o número médio de clientes como o melhor *output* representativo do nível de atividade dos comercializadores de energia no segmento regulado. 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 (designado por OPEX e obtido pela soma dos custos variáveis e fixos, diretos e indiretos) e o número médio de clientes desse comercializador.

Na terceira fase de implementação da metodologia, procedeu-se à desagregação do OPEX em componente fixa e variável e, dentro destas, em custos diretos e indiretos, com base na informação obtida na resposta aos inquéritos efetuados junto das empresas comercializadores e na informação resultante do estudo elaborado por um consultor independente no âmbito do Protocolo EDPSU/EDPSC/ERSE. A análise dos OPEX desagregados, em conjugação com o *output* número médio de clientes, permitiu desenvolver uma análise DEA tendo em vista identificar qual a empresa comercializadora mais eficiente para cada categoria de custos e calcular o correspondente OPEX médio eficiente por categoria de custos.

Com base na agregação do OPEX médio eficiente para cada uma das categorias de custos, foi assim possível obter o OPEX médio de referência para a atividade de comercialização (Cm_{ref}). O Cm_{ref} representa o custo médio mínimo definido teoricamente para uma empresa comercializadora, cuja eficiência relativa é de 100% em todas as categorias de custos consideradas nesta análise.

Numa quarta fase, com base em informação proveniente dos inquéritos, definiu-se uma matriz teórica para sistematizar quais as principais atividades associadas a cada uma das categorias de custo consideradas no estudo.

Numa quinta etapa, recorrendo aos resultados obtidos na análise DEA da terceira fase, calcularam-se os níveis de acréscimo de custo relativo associados a cada uma das comercializadoras, em cada uma das categorias de custos consideradas. Tais acréscimos de custos permitem incorporar na matriz de custos de referência possíveis (des)vantagens custo associadas ao perfil específico de cada comercializador.

Com base nesta informação, na etapa final identificou-se a matriz representativa dos custos de referência para a Comercialização de Energia Elétrica (CEE) em Portugal.

7.3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA DE SUPORTE

FUNÇÕES CUSTO DE CURTO PRAZO

Genericamente, uma função-custo é uma função que associa a cada quantidade de *output* o custo total (CT) mínimo no qual uma empresa deve incorrer para produzir ou servir essa quantidade. De acordo com o enunciado no decreto-lei mencionado na seção anterior, o custo de referência deve ser revisto numa base anual, preconizando uma metodologia de análise a curto prazo.

Do ponto de vista teórico, o custo depende, além da quantidade produzida ou servida, dos preços dos *inputs* de produção.¹²⁰ Desta forma, considerando dois quaisquer fatores produtivos, x_1 e x_2 e respectivos preços w_1 e w_2 , a função custo de uma qualquer empresa que produz y é definida como:

$$CT = c(w_1, w_2, y) \quad (1)$$

No curto prazo, existem fatores produtivos que são fixos. No caso em análise, os custos fixos referem-se a valores que não variam em função do nível de atividade da empresa. Considerando x_2 como o *input* fixo, a função custo correspondente é:

$$CT = c(w_1, w_2, y, x_2). \quad (2)$$

À luz do exposto, quando se analisa o Custo Total (CT)¹²¹ de uma empresa, verifica-se que este pode ser decomposto: (i) na sua componente variável (Custo Variável total), representado por $CVT = c(w_1, w_2, y)$, correspondente à parcela de custo correspondente à utilização de fatores produtivos variáveis e (ii) na sua componente fixa, representado por CFT, que é independente do volume de produção. Analiticamente, no curto prazo:

$$CT(y) = CVT(y) + CFT \quad (3)$$

Restringindo a análise ao curto prazo, decomposto o Custo Total na componente fixa (CFT) e na sua componente variável (CVT) e definido o *output* produtivo relevante da atividade, é importante avaliar o Custo Total médio (CTm), que resulta da soma do Custo Variável médio (CVm) com o Custo Fixo médio (CFm).

$$CTm(y) = CVm(y) + CFm \quad (4)$$

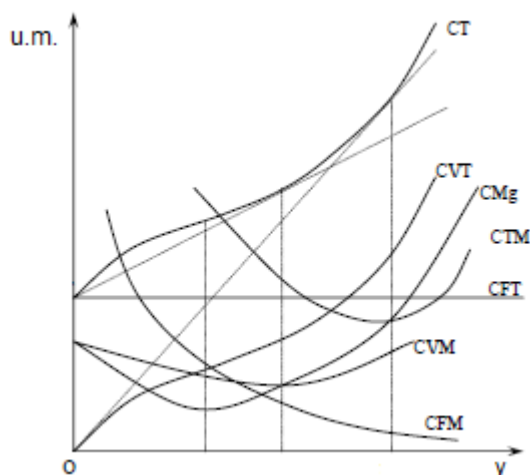
¹²⁰ O pressuposto de que os preços dos *inputs* são dados para a empresa (no caso em análise uma possível empresa comercializadora) tem implícito o pressuposto de que o mercado dos fatores funciona em concorrência perfeita.

¹²¹ Note-se que neste caso, apenas é tido em conta o OPEX da empresa. O CAPEX não é tido em consideração para efeitos da definição de custos de referência na Comercialização de Energia Elétrica (CEE).

Estes conceitos não devem ser confundidos com a definição de custo marginal, correspondente ao acréscimo de custo variável total proporcionado pela produção de uma unidade adicional de produto ou, no caso da comercialização, pelo facto de a comercializadora servir um cliente adicional.

A Figura 7-11 ilustra o comportamento das diversas funções-custo no curto prazo.

Figura 7-11 - Funções de custo no curto prazo



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

A figura anterior permite concluir que a curva do Custo Variável Médio (CVM) aproxima-se assintoticamente da curva do Custo Total Médio (CTM) e a curva do Custo Fixo médio (CFM) aproxima-se assintoticamente do eixo das abcissas. Como esperado, à medida que o nível de produção se expande, o Custo Fixo médio (CFM) reduz-se, aproximando-se de zero quando o número de clientes é suficientemente elevado. Em resultado, à medida que o número de clientes aumenta, o Custo Variável Médio (CVM) tende para o Custo Total Médio (CTM) uma vez que o peso do Custo Fixo Médio (CFM) é cada vez menor.

Dada a diferente natureza dos custos fixos e custos variáveis, para efeitos de determinação dos custos de referência, importa avaliar o desempenho relativo das empresas face a cada uma destas rubricas.

7.3.1 METODOLOGIA ADOTADA E ANÁLISE DE CUSTO NO CURTO PRAZO

Nesta secção detalham-se a:

- (i) Metodologia adotada para definir a Comercializadora Teórica Eficiente;

- (ii) Forma de quantificação da desvantagem custo¹²² de cada comercializador (por categoria de custo), para efeitos da definição da matriz de custos de referência;
- (iii) Categorias de custo e a matriz teórica para aferição dos possíveis determinantes de ineficiência de cada empresa comercializadora relativamente a cada uma das categorias de custos em estudo.

COMERCIALIZADORA TEÓRICA EFICIENTE

A comercializadora teórica eficiente é definida como sendo a empresa, virtual, cujos custos médios são, em cada categoria, os mais baixos registados no período 2009-2013 pelas empresas mais eficientes da amostra. Deste modo, o cálculo do custo médio da empresa teórica eficiente exige, em primeiro lugar, a identificação da empresa mais eficiente em cada categoria de custos. Esta identificação é realizada através da obtenção do OPEX eficiente por categoria de custos que, por sua vez, é quantificado recorrendo a uma análise não paramétrica (análise DEA). Depois de identificar a(s) empresa(s) mais eficiente(s) em cada categoria de custos pela metodologia DEA, seleciona-se o custo médio mais baixo de entre essas empresas mais eficientes. Finalmente, a soma dos custos médios selecionados para cada categoria de custos, define o OPEX Total médio eficiente (CTm_{Efic}), sendo esse o nível de custo por cliente da comercializadora teórica 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, assume-se que a dimensão dos DMU não tem efeitos sobre o nível de eficiência.

No caso de rendimentos variáveis à escala, é introduzida uma restrição adicional no sentido de incorporar o efeito da dimensão na *performance* das DMU.

Para cada uma das categorias de custos em análise foram resolvidos os problemas de otimização anteriormente referidos. Mais precisamente, em cada um dos problemas, considerou-se como *input* o OPEX imputado à respetiva categoria de custos e como *output* o número médio de clientes (*proxy* do nível de atividade da empresa). Como descrito na secção seguinte, a definição de níveis de eficiência intercalares visou captar diferentes realidades das empresas de comercialização de energia em Portugal decorrentes de condicionantes ambientais (dimensão, maturidade, perfil da carteira de clientes, inserção em grupo empresarial, etc).

¹²² A referida desvantagem custo pode resultar de especificidades características de cada comercializador, tais como dimensão, perfil da carteira de clientes, maturidade, dispersão, inserção em grupo económico, etc.

ACRÉSCIMOS DE CUSTO POR CATEGORIA DE EMPRESA

Para cada categoria de custos, o acréscimo de custo imputado a cada empresa corresponde ao acréscimo do respetivo OPEX médio relativamente ao OPEX médio da empresa que se encontra na fronteira de eficiência.¹²³

Este acréscimo de custo por categoria permite a definição de custos de referência na medida em que as comercializadoras do setor podem apresentar estruturas e níveis de custos distintos, em função das circunstâncias específicas caracterizadoras da sua atividade, tais como:

- Dimensão da empresa;
- Localização e dispersão da atividade;
- Perfil de consumo da carteira de clientes;
- Inserção em grupos empresariais;
- Maturidade.

Dada a heterogeneidade das empresas que constituem a amostra em análise (*vide* secção 7.2), para cada categoria de custos, foram consideradas possíveis (des)vantagens custos em três níveis, correspondentes ao 3º quartil, 2º quartil e 1º quartil dos níveis de eficiência relativa agregados das comercializadoras que compõe a amostra analisada. 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 (e.g. verificou-se que é expectável a observância de economias custo por parte de empresas com maior dimensão, maior maturidade, com perfil de clientes diversificado (cobrindo sector doméstico e industrial), ativas na comercialização de eletricidade, a atuar no mercado regulado e inseridas em grupos económicos).

Por outras palavras e hierarquizando os níveis de eficiência considerados para efeitos da definição da matriz de custos de referência, foram considerados três níveis de acréscimo de custos associados a cada um dos referidos quartis¹²⁴:

- a) O acréscimo de custo associado ao 1º quartil dos níveis de eficiência relativa das observações constituintes da amostra define um “nível de acréscimo de custo reduzido” (ΔS) – Este nível de acréscimo de custos deve tomar-se em consideração em empresas muito maduras, de grande dimensão, e com perfis de clientes bastante diversificados.
- b) O acréscimo de custo associado ao 2º quartil dos níveis de eficiência relativa das observações que compõe a amostra é denominado “nível de acréscimo de custo intermédio” (ΔI) – Este nível de

¹²³ De notar que, se mais que uma empresa se situar na fronteira de eficiência, tal não constitui qualquer problema na medida em que o OPEX médio, isto é, a relação *input / output* é equivalente em todas as empresas situadas na fronteira de eficiência.

¹²⁴ A terminologia “S” adotada advém do inglês “*small inefficiency*”; a terminologia “A” advém do inglês “*accentuated inefficiency*”.

acréscimo de custos deve tomar-se em consideração em empresas relativamente maduras, de dimensão moderada, e com perfis de clientes mais diversificados.

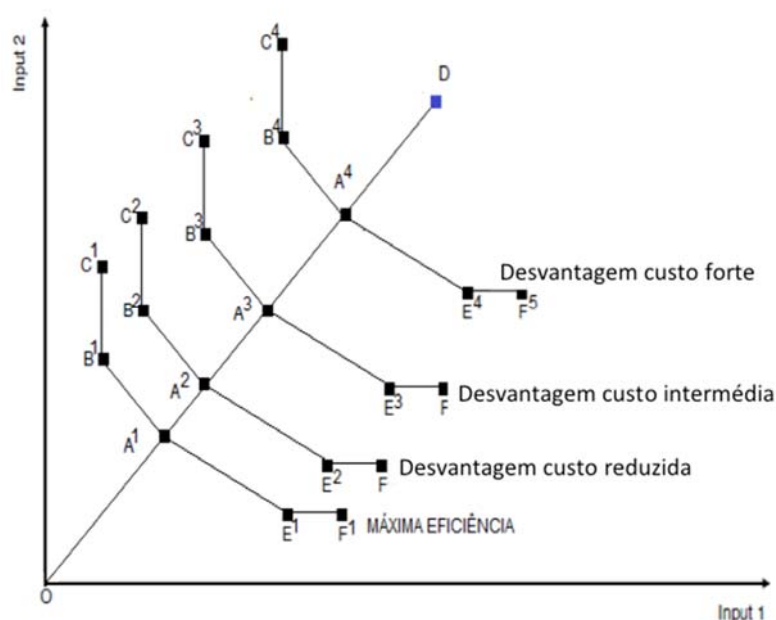
- c) O acréscimo de custo associado ao 3º quartil das eficiências das observações que compõe a amostra é denominado “nível de acréscimo de custo forte” (ΔA) - Este nível de acréscimo de custos deve tomar-se em consideração em empresas recentes, de reduzida dimensão, e com perfis de clientes muito especializados.

Dependendo das características específicas de cada empresa, cada uma das comercializadoras pode apresentar diferentes níveis de acréscimo de custos em cada uma das categorias de custo. Na subsecção seguinte é apresentado um quadro que define claramente cada uma das componentes constituintes de cada uma das categorias de custos consideradas no presente estudo.

A Figura 7-12 mostra a fronteira de eficiência num modelo de orientação *input* e as subsequentes linhas de acréscimos de custos por quartil de eficiência relativa.

Este método consiste na identificação das empresas mais eficientes de um setor, definindo a fronteira eficiente de produção do mesmo, com base na combinação linear dos *inputs* utilizados por cada uma das comercializadoras para produzirem um mesmo nível de *output*. Para as empresas situadas aquém da fronteira de eficiência foram definidas linhas de acréscimo de custos por quartil de eficiência relativa.

Figura 7-12 - O DEA, a eficiência técnica e níveis de acréscimo de custo: orientação *input*



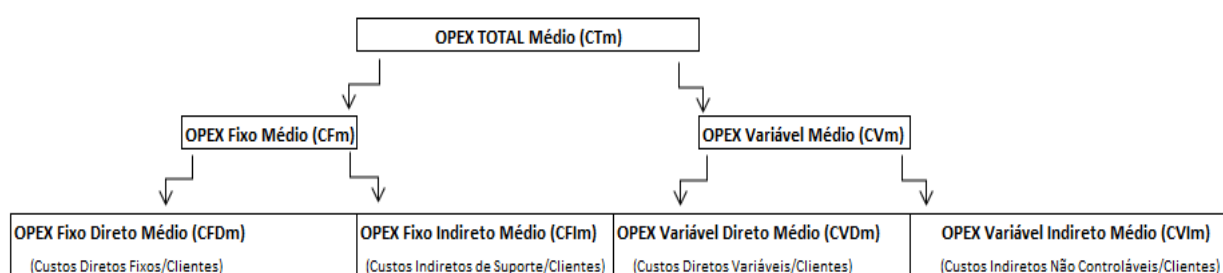
Fonte: Protocolo ERSE/FEP.

DESAGREGAÇÃO DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

O Custo Total (CT) dividido pelo indutor de custo considerado (número médio de clientes) define o Custo Total Médio (CTM).

Este é dividido em duas componentes: Custo Fixo médio (CFm) e Custo Variável médio (CVm). Em ambas as componentes de custo, os custos podem ser Diretos ou Indiretos. O Figura 7-13 sistematiza a desagregação do OPEX.

Figura 7-13 - Desagregação do Custo Total Médio (CTM) por categoria de custo



Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Para implementar esta desagregação resta identificar as rubricas pertencentes a cada uma das categorias de custos consideradas. Para o efeito, o estudo baseou-se na informação prestada pelas empresas nos inquéritos e, no caso da EDP-SU, a afetação de custos teve em linha de conta o procedimento identificado no capítulo 5.3.3. O Quadro 7-1 exemplifica cada uma dessas rúbricas e respetiva associação a cada uma das categorias de OPEX desagregado.

Quadro 7-1 - Componentes das diversas categorias de custo

		Rubricas pertencentes às categorias desagregadas do OPEX	
CT	Fixos (CTF)	Diretos (CTFD)	Custos com Pessoal (área operacional) Custos com Lojas (Manutenção, Suporte Técnico e afins) Custos com Software - Serviços Informáticos (<i>em outsourcing</i>), Licenças (se aplicável), Call-Center (se aplicável) Outros Custos (Publicidade, Marketing, ...)
		Indiretos (CTFI)	Custos com Pessoal (área suporte) Custos TI de suporte Outros Custos (Planeamento e Reporting, Faturação e Cobrança, Printing e Finishing)
	Variáveis (CTV)	Diretos (CTVD)	Custos com Faturação e Cobrança Custos com Printing e Finishing Custos com Contratação de SE Custos com Distribuição de faturas (portes, franquias e selos postais (se aplicável)) Custos com Serviços (Call Center, Leitura, Agentes) Custos com Gestão da dívida, Planeamento e Reporting (Gestão de Reclamações, Pedidos Informação, Telecomunicações)
		Indiretos (CTVI)	Custos TI partilhados Outros não partilhados Outros (Perdas no sistema ...)

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Deste modo, dentro de cada categoria de custos, uma empresa comercializadora pode identificar as rubricas em que tem custos acrescidos face à empresa teórica eficiente (devido a condicionantes ambientais, tais como dimensão, dispersão, maturidade, inserção em grupo económico, perfil da carteira de clientes, etc) e conjugando essa identificação com o nível de desvantagem custo (Δ_S , Δ_I ou Δ_A) por categoria de custo, identificar qual o seu custo de referência por categoria de custo, obtendo deste modo, o seu custo de referência agregado.

7.3.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A análise dos resultados é realizada a dois níveis: numa primeira fase efetua-se o estudo contemplando comercializadores de gás natural e energia elétrica (*utilities*). Numa segunda fase, efetua-se um estudo contemplando apenas comercializadores de energia elétrica.

A apresentação de resultados referentes unicamente ao sector elétrico revela-se necessária à luz dos resultados da Secção 7.2, onde se evidenciou algumas diferenças no valor médio do Custo Total Médio (CTM) das empresas comercializadoras que atuam em cada um dos diversos segmentos. No entanto, futuramente, é expectável que estas diferenças venham a esbater-se à medida que o segmento liberalizado destes mercados vá amadurecendo (recorde-se que a amostra estudada cobre o período 2009-2013) e que as próprias empresas comercializadoras vão alargando a sua atividade de comercialização a ambos os mercados (eletricidade 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.

Finalmente, espera-se que no futuro este processo beneficie de uma melhor interação entre os comercializadores e a ERSE, com vista à receção da informação atempadamente e com qualidade.

AMOSTRA REPRESENTATIVA DE COMERCIALIZADORAS DE ENERGIA ELÉTRICA E GÁS NATURAL

A presente análise é feita contemplando comercializadores de energia elétrica A amostra representativa contempla informação financeira desagregada e informação relativa ao *output* número médio de clientes sobre 20 comercializadoras operando em Portugal, no período de 2009 até 2013. Deste modo, a amostra considerada contempla um total de 69 observações.

O Quadro 7-2 apresenta as estatísticas descritivas da amostra representativa.

Quadro 7-2 - Estatística descritivas

	N.º médio de clientes	Custo Fixo Direto (CFD)	Custo Variável Direto (CVD)	Custo Fixo Indireto (CFI)	Custo Variável Indireto (CVI)
Unidade	#	€	€	€	€
Média	491 141	2 374 454	5 732 733	3 517 953	828 175
Mediana	31 049	93 320	878 822	160 600	0
Desvio-padrão	1 420 146	5 067 062	13 350 097	9 678 124	1 759 771
Mínimo	0	0	0	0	0
Máximo	5 866 612	30 148 000	57 080 125	45 085 023	7 792 000
N.º de observações	69	69	69	69	69
Nível de confiança (95,0%)	341 156	1 217 241	3 207 044	2 324 939	422 743

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

O Quadro 7-3 apresenta a análise de correlação para cada uma das variáveis consideradas.

Quadro 7-3 - Matriz de correlações

	<i>Cientes</i>	<i>CFD</i>	<i>CVD</i>	<i>CFI</i>	<i>CVI</i>
Cientes	1				
CFD	0,17154	1			
CVD	0,972128	0,254386	1		
CFI	0,984368	0,260948	0,967283	1	
CVI	0,325002	0,839235	0,403883	0,43094	1

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Verifica-se que o número médio de clientes está fortemente correlacionado com o custo variável direto (CVD) e com o custo fixo indireto (CFI).

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* cada uma das categorias de custos individualmente.

O Quadro 7-4 sintetiza a informação, apresentando na coluna final o Custo Total Médio (CTM) para quatro empresas:

- Empresa teoricamente eficiente ($\Delta=0$);
- Empresa com nível de acréscimo de custo reduzido em todas as categorias de custo (Δ_s);
- Empresa com nível de acréscimo de custo intermédio em todas as categorias de custo (Δ_i);
- Empresa com nível de acréscimo de custo forte em todas as categorias de custo (Δ_A).

Quadro 7-4 - Matriz de custos de referência para o conjunto de comercializadores

	CFDm (€)	CVDm (€)	CFIm (€)	CVIm (€)	CTm (€)
$\Delta = 0$	0,312	3,388	0,463	0,156	4,320
Δ_s	5,653	7,434	0,861	4,269	18,217
Δ_i	10,699	8,087	7,099	5,122	31,007
Δ_A	30,494	36,214	21,482	12,709	100,899

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Do quadro anterior, resultam 16 combinações possíveis para que uma comercializadora de energia avalie convenientemente a sua posição relativa em cada uma das categorias de custo e assim proceda ao cálculo do respetivo custo médio de referência.

A análise ao quadro anterior permite concluir que o peso dos custos fixos nos custos totais pode variar significativamente entre quartis. Estes custos podem situar-se entre os cerca de 60% para Δ_A e apenas à volta dos 20% para Δ_0 .

A restrição da análise à amostra do sector elétrico embora tenha a desvantagem de ter por base uma amostra mais pequena tem a vantagem de não ter tantos fatores que, à partida, poderão enviesar os resultados, designadamente quando o presente estudo se foca no sector elétrico.

Os resultados relativos ao setor elétrico são apresentados no quadro infra.

Quadro 7-5 - Matriz de custos de referência para os comercializadores de energia elétrica

	CFDm (€)	CVDm (€)	CFIm (€)	CVIm (€)	CTm (€)
$\Delta = 0$	0,330	7,315	5,484	0,156	13,285
Δ_s	15,855	7,434	7,083	0,170	30,541
Δ_1	18,579	8,511	7,816	1,826	36,732
Δ_A	31,492	10,089	15,026	15,857	72,465

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Tendo em conta a posição relativa de cada comercializador, pôde-se definir o seguinte nível de custos de referência, com base na amostra alargada aos dois setores:

Quadro 7-6 - Posição de cada comercializador na matriz de custos de referência

	Custo unitário ERSE 2015 (€/cliente)	Custo médio de referência (€/cliente)		
EDP SU	17,72	21,91]13,285 ; 30,541[1.º Grupo (média Δ_0 e Δ_s)
EEM	33,29	33,64]30,541 ; 36,732[2.º Grupo (média Δ_s e Δ_1)
EDA	53,02	54,60]36,732 ; 72,465[3.º Grupo (média Δ_1 e Δ_A)

Fonte: Protocolo ERSE/FEP

Constata-se que os valores obtidos como custo médio unitário de referência são similares aos custos unitários controláveis definidos pela ERSE para 2015¹²⁵.

Acresce lembrar que, no caso da EDP SU, pese embora os custos de referência se situem acima do custo unitário ERSE, o valor indicado no quadro acima corresponde apenas à componente de custos controláveis, não estando englobada a componente de custos não controláveis proposta pela ERSE. Adicionalmente, lembre-se que esta empresa se encontra em fase acentuada de decréscimo da sua atividade, o que não acontece com as restantes empresas da amostra.

Não é por demais salientar que esta análise tem por base um inquérito pioneiro, cujas respostas são da responsabilidade das empresas e que incluem empresas com perfis bastante diferentes. Deste modo, os resultados obtidos deverão ser interpretados com cuidado. 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.

¹²⁵ Refira-se que poderá existir uma ligeira diferença ao nível da comparabilidade dos custos apontados como referência e os custos unitários definidos pela ERSE, na medida em que não são consideradas para a definição da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência rubricas como proveitos e gastos de carácter extraordinário.

8 MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

No período regulatório compreendido entre 2009 e 2011, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas (RA) tendo subjacente a definição de metas de ganhos de eficiência, nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.

Para o efeito, foi contratado a um consultor independente um estudo que visou a definição de custos eficientes em toda a cadeia de valor do processo de aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas:

- Aquisição;
- Margem de comercialização;
- Transporte;
- Descarga;
- Armazenamento.

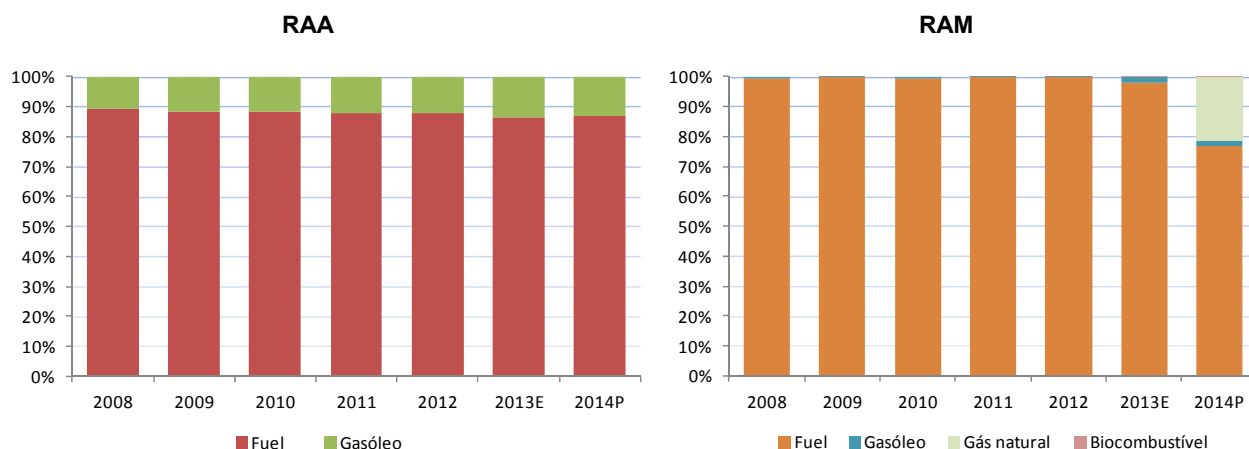
Os custos eficientes definidos no âmbito da metodologia foram aplicados pela ERSE nos ajustamentos aos custos com fuelóleo, da Região Autónoma dos Açores (RAA) e da Região Autónoma da Madeira (RAM), relativos aos anos de 2010 a 2012.

No decorrer do período regulatório 2012-2014 ocorreram determinados fatores que obrigam à revisão do mecanismo estabelecido, nomeadamente:

- As componentes e metodologias de formação do preço do fuelóleo consumido pela EEM e aceite pela ERSE deverão ser revistas tendo em conta que a duração do contrato de fornecimento, no qual assentou o estudo anterior, terminou a 31 de dezembro de 2013;
- Ocorreu, na RAA, a instalação de grupos de produção a fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge sendo necessário determinar os custos de transporte, descarga e armazenamento das infraestruturas dessas ilhas;
- Em 2014 verificou-se a introdução de gás natural na ilha da Madeira para a produção de eletricidade.

A Figura 8-1 apresenta o *mix* de produção própria das RA.

Figura 8-1 - Estrutura da produção própria de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira



Fonte: ERSE, EDA; EEM

Os gráficos permitem verificar que o *mix* de produção a fuel e gasóleo, na RAA, mantém-se praticamente inalterado desde de 2008, representando cerca de 12%, ao longo do período. Estes valores não contemplam, ainda, as previsões de transferência de produção a gasóleo para fuelóleo nas ilhas de Santa Maria e de São Jorge.

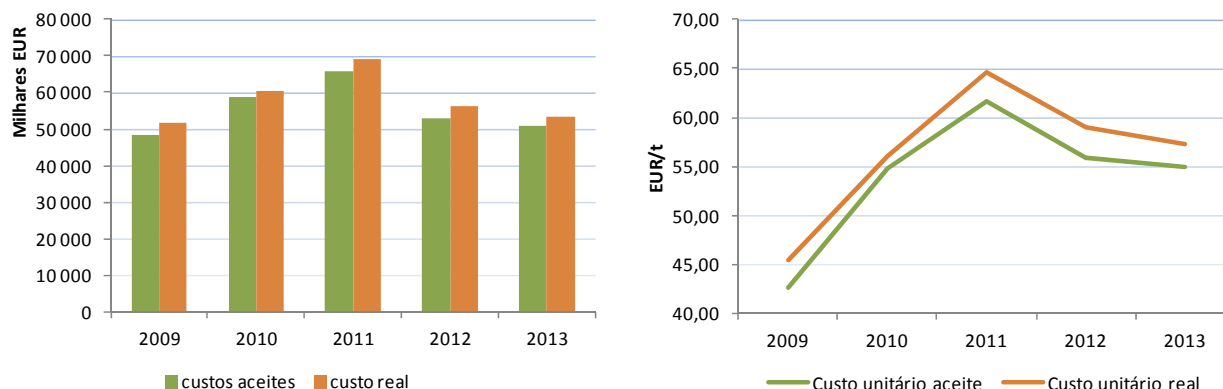
Na RAM pode-se constatar a introdução de gás natural em 2014, que passou a representar cerca de 21% da produção prevista.

Por outro lado, o próprio desenho do mecanismo terá que ser repensado, uma vez que o Regulamento Tarifário em vigor previa a aplicação anual de um fator de eficiência aos custos com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização de fuelóleo. Na prática, este nunca foi aplicado tendo em conta que foram definidos no início do período regulatório, custos eficientes a aplicar aos processos de descarga, armazenamento, transporte e comercialização de fuelóleo em cada ilha¹²⁶.

O impacte da aplicação da atual metodologia na RAA é apresentado na Figura 8-2, que compara os custos reais de aquisição de fuelóleo com os custos aceites, no período 2010 a 2013.

¹²⁶ Vide documento “Definição dos parâmetros para a aquisição eficiente de fuelóleo nas Regiões Autónomas” de agosto de 2011.

Figura 8-2 - Impacte da aplicação da metodologia de custos de referência para o fuelóleo na RAA



Fonte: ERSE, EDA, EEM

Como se pode observar, a metodologia de custos de referência aplicada ao fuelóleo resultou, no caso da RAA numa aceitação anual de custos sempre inferior aos custos real. No período de 2009 a 2013 este diferencial traduziu-se numa redução de custos para os consumidores de 10,7 milhões de euros.

Na RAM o impacte da aplicação da metodologia teve resultados diferentes dos da EDA, como é possível observar na Figura 8-3.

Figura 8-3 - Impacte da aplicação da metodologia de custos de referência para o fuelóleo na RAM



Fonte: ERSE, EDA, EEM

Constata-se que a aplicação da metodologia de custos de referência ao fuelóleo resultou, no caso da RAM, numa aceitação anual de custos muito próximos dos custos reais da empresa. Nos anos de 2010 e de 2011 a EEM obteve, mesmo, custos aceites superiores aos seus custos reais. No período de 2009 a 2013 este diferencial traduziu-se num ganho para a empresa de aproximadamente 0,6 milhões de euros.

Contudo, ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo a ERSE poderá não estar a dar o sinal pretendido no que se refere à escolha das melhores formas de utilização de combustíveis por parte das RA, alterando, incorretamente, o *mix* de produção.

Nesta base, o mecanismo de aquisição eficiente de fuelóleo nas RA será alterado, em função da nova realidade. Assim, pretende-se a revisão do conceito de imposição de metas de eficiência associado aos custos com descarga, transporte e armazenamento de fuelóleo nas RA's através da atualização do estudo, "*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase Activity*", efetuado pela Kema, em 2011, com incidência nos seguintes aspetos:

- Atualização dos custos de referência para a aquisição, transporte e margem de comercialização de fuelóleo, bem como das componentes do custo, no caso das instalações que foram alvo do estudo do estudo inicial;
- Determinação, no caso da EDA, dos custos teóricos para as novas instalações nas ilhas onde foram instalados grupos a fuelóleo, Santa Maria e São Jorge;
- Segregação dos custos associados às instalações da EEM que consumiam fuelóleo e passaram a consumir gás natural para a produção de eletricidade;
- Avaliação do impacto do novo contrato de aquisição de combustíveis da EEM nos custos definidos no âmbito do estudo inicial;
- Identificar com clareza todos os ativos da EEM, afetos à atividade de armazenamento de combustíveis, bem como identificar os seus custos de operação, algo que não ficou claramente identificado no estudo de 2009.

Assim, será realizado em 2015 um novo estudo que, para além da atualização do estudo realizado em 2009, deverá cobrir, relativamente ao fuelóleo, os pontos mencionados anteriormente e será alargado aos custos incorridos com a aquisição de gasóleo e de gás natural, por forma a determinar:

- Os custos eficientes de aquisição, transporte e comercialização desses combustíveis;
- Determinação de metas de eficiência associadas aos custos com descarga, transporte e armazenamento desses combustíveis.

Registe-se que este exercício é particularmente importante no contexto atual de introdução do gás natural na RAM, tendo em conta o seu potencial impacto nos setores elétrico e de gás natural nacionais.