

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO PARA O
PERÍODO 2022 A 2025**

Dezembro 2021

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	Enquadramento.....	3
2.2	Caracterização da atividade de TEE.....	5
2.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais da atividade de TEE.....	9
2.3.1	Base de custos totais para a atividade de TEE.....	10
2.3.2	Indutores de custo para a atividade de TEE.....	22
2.3.3	Meta de eficiência para a atividade de TEE.....	33
2.3.4	Resumo de parâmetros da atividade de TEE.....	34
2.4	Mecanismo de partilha de ganhos e perdas para a atividade TEE.....	35
2.4.1	Enquadramento.....	35
2.4.2	Parâmetros.....	37
2.5	Parâmetros do mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho técnico da rnt para o período regulatório 2022 - 2025.....	40
3	PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DA REN.....	49
3.1	Enquadramento.....	49
3.2	Caracterização da atividade de GGS.....	50
3.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos de exploração da atividade de GGS.....	52
3.3.1	Base de custos de exploração para a atividade de GGS.....	52
3.3.2	Meta de eficiência para a atividade de GGS.....	58
3.3.3	Resumo de parâmetros da atividade de GGS.....	59
4	PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR.....	61
4.1	Enquadramento.....	61
4.2	Caracterização da atividade de OLMC.....	62
4.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais do OLMC.....	63
4.3.1	Base de custos totais da atividade de OLMC.....	63
4.3.2	Meta de eficiência da atividade de OLMC.....	65
4.3.3	Resumo de parâmetros da atividade de OLMC.....	65
5	PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA E-REDES.....	67
5.1	Enquadramento.....	67
5.2	Caracterização da atividade de DEE.....	70

5.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais da atividade de DEE	76
5.3.1	Base de custos totais para a atividade de DEE.....	76
5.3.2	Indutores de custo para a atividade de DEE	95
5.3.2.1	Indutores AT/MT.....	99
5.3.2.2	Indutores BT.....	106
5.3.3	Metas de eficiência para a atividade de DEE	111
5.3.4	Resumo de Parâmetros da atividade de DEE.....	112
5.4	Mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica...114	
5.4.1	Enquadramento.....	114
5.4.2	Parâmetros	116
5.5	Incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	118
5.5.1	Enquadramento.....	118
5.5.2	Mecanismo a aplicar no período de regulação 2022-2025	122
5.5.3	Parâmetros	129
5.6	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	130
5.6.1	Parâmetros da componente 1.....	131
5.6.2	Parâmetros da componente 2.....	137
6	PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....	143
6.1	Comparação entre as atividades nas duas Regiões Autónomas.....	143
6.1.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	145
6.1.2	Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	146
6.2	EDA.....	147
6.2.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149
6.2.1.1	Análise de desempenho para definição da base de custos.....	149
6.2.1.2	Base de custos	153
6.2.1.3	Metas de eficiência.....	154
6.2.1.4	Parâmetros.....	155
6.2.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	156
6.2.2.1	Análise de desempenho para definição da base de custos.....	156
6.2.2.2	Base de custos	161
6.2.2.3	Meta de eficiência	164
6.2.2.4	Parâmetros.....	166
6.3	EEM	168
6.3.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	170
6.3.1.1	Análise de desempenho	170
6.3.1.2	Base de custos	174
6.3.1.3	Metas de eficiência.....	176
6.3.1.4	Parâmetros.....	177
6.3.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	178
6.3.2.1	Análise de desempenho para definição da base de custos.....	179

6.3.2.2	Base de custos	183
6.3.2.3	Metas de eficiência.....	185
6.3.2.4	Parâmetros.....	186
7	PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CONTINENTE E REGIÕES AUTÓNOMAS	189
7.1	Enquadramento.....	189
7.2	Caracterização da atividade de Comercialização.....	190
7.2.1	SU Eletricidade.....	190
7.2.2	EDA.....	193
7.2.3	EEM	195
7.2.4	Desempenho comparativo das empresas comercializadoras nas Regiões Autónomas....	197
7.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos de exploração das atividades de Comercialização.....	200
7.3.1	Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência.....	200
7.3.2	Base de custos para 2022 da SU Eletricidade	204
7.3.3	Base de custos para 2022 da EDA.....	210
7.3.4	Base de custos para 2022 da EEM	213
7.3.5	Metas de eficiência.....	216
7.3.6	Resumo de parâmetros da atividade de Comercialização	218
8	CUSTO DE CAPITAL.....	227
8.1	Introdução.....	227
8.2	Evolução do contexto regulatório e económico.....	228
8.3	Metodologia	234
8.4	Definição das variáveis de cálculo do custo de capital	236
8.4.1	Taxa de imposto	236
8.4.2	Taxa de juro sem risco	237
8.4.3	<i>Gearing</i>	239
8.4.4	Custo do capital próprio	244
8.4.4.1	Breve enquadramento teórico.....	244
8.4.4.2	Prémio de risco de mercado	245
8.4.4.3	Beta do capital próprio.....	251
8.4.5	Custo do capital alheio	258
8.5	Custo do capital médio ponderado para 2022	264
8.6	Metodologia de indexação para o período 2022 a 2025.....	268
8.6.1	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	269
8.6.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	270
9	CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	273
9.1	Níveis eficientes de Custos	273
9.1.1	Enquadramento.....	273

9.1.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia	277
9.1.3	Breve análise da correlação entre características diferenciadoras das empresas.....	285
9.1.4	Metodologia de aferição dos custos de referência	286
9.1.5	Análise dos Resultados	288
9.2	Repartição Componente Fixa vs Componente Variável.....	293
10	MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....	301
10.1	Introdução	301
10.2	Fuelóleo.....	303
10.2.1	Mercados de referência.....	303
10.2.2	Componentes de custo do fuelóleo.....	303
10.2.3	Componentes dos custos do armazenamento do fuelóleo	304
10.3	Gasóleo.....	306
10.3.1	Mercado de referência	306
10.3.2	Componentes de custo do gasóleo	306
10.3.3	Componentes dos custos do armazenamento do gasóleo	307
10.4	Gás.....	308
10.4.1	Mercado de referência	308
10.4.2	Componentes de custo do gás do gás natural.....	308
10.4.3	Componentes dos custos do armazenamento do gás natural.....	308
10.5	Conclusão	309
11	OUTROS PARÂMETROS A APLICAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO DE 2022 A 2025	311
11.1	Incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes.....	311
11.2	Incentivo à gestão otimizada dos CAE – Revisão dos limites	314

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução do investimento – atividade de TEE	6
Figura 2-2 - Proveitos permitidos – atividade de TEE (preços correntes)	7
Figura 2-3 – OPEX da atividade de TEE (preços correntes)	8
Figura 2-4 - TOTEX (OPEX+CAPEX) – atividade de TEE (preços correntes)	9
Figura 2-5 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de TEE	12
Figura 2-6 – Componente OPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação	16
Figura 2-7 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação	20
Figura 2-8 – Detalhe de cálculo das componentes de CAPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação.....	21
Figura 2-9 –Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação	22
Figura 2-10 – Relação entre parcelas do TOTEX e indutores de custo aplicados à TEE	24
Figura 2-11 - Evolução da extensão da rede de transporte no período de 2012 a 2025	30
Figura 2-12 - Evolução da potência ligada à rede de transporte para produtores no período de 2012 a 2025	31
Figura 2-13 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de TEE e recálculo do TOTEX para o ano 2022 por aplicação dos indutores físicos	32
Figura 2-14 – Simulação de intervalo de variação da rentabilidade efetiva da atividade de TEE após aplicação do mecanismo de partilha.....	38
Figura 2-15 - Evolução da taxa de disponibilidade.....	43
Figura 2-16 - Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE).....	44
Figura 2-17 - Mecanismo associado à determinação do Indicador da Interligação (I_{Interl})	47
Figura 3-1 - Proveitos permitidos – atividade de GGS (preços correntes)	51
Figura 3-2 - Evolução do investimento – atividade de GGS	52
Figura 3-3 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de GGS	54
Figura 3-4 – OPEX da atividade de GGS (preços correntes)	56
Figura 3-5 – Componente OPEX da Base de Custos Totais GGS - Metodologia para novo período de regulação	58
Figura 3-6 – Evolução da base de custos OPEX para novo período de regulação	60
Figura 4-1 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de OLMC	64
Figura 4-2 - Resultado previsto com aplicação da metodologia ao OLMC.....	66
Figura 5-1 - Evolução do OPEX controlável real (preços correntes).....	71
Figura 5-2 - OPEX por cliente em BT (preços constantes 2020).....	72

Figura 5-3 - OPEX por energia em AT/MT (preços constantes 2020).....	72
Figura 5-4 - OPEX real e aceite em BT (preços correntes)	73
Figura 5-5 - OPEX real e aceite em AT/MT (preços correntes).....	74
Figura 5-6 - TOTEX – atividade de DEE (preços correntes).....	75
Figura 5-7 - TOTEX por energia – atividade de DEE (preços constantes 2020)	75
Figura 5-8 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE.....	80
Figura 5-9 – Componente OPEX da Base de Custos Totais BT - Metodologia para novo período de regulação	89
Figura 5-10 – Componente OPEX da Base de Custos Totais AT/MT - Metodologia para novo período de regulação	90
Figura 5-11 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais BT - Metodologia para novo período de regulação	92
Figura 5-12 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais AT/MT - Metodologia para novo período de regulação	93
Figura 5-13 – Evolução do CAPEX em BT (preços correntes).....	94
Figura 5-14 – Evolução do CAPEX em AT/MT (preços correntes)	94
Figura 5-15 – Relação entre parcelas do TOTEX e indutores de custo aplicados à DEE.....	97
Figura 5-16 - Evolução da extensão da rede de distribuição em AT/MT no período de 2012 a 2025 ..	103
Figura 5-17 - Evolução da potência ligada à rede de distribuição em AT/MT para produtores no período de 2012 a 2025.....	103
Figura 5-18 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de DEE em AT/MT e recalculo do TOTEX para o ano 2022 por aplicação dos indutores físicos.....	105
Figura 5-19 - Evolução do número médio de clientes em BT no período de 2012 a 2025	109
Figura 5-20 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de DEE em BT e recalculo do TOTEX para o ano 2022 por aplicação do indutor físico	110
Figura 5-21 – Simulação de intervalo de variação da rentabilidade efetiva da atividade de DEE após aplicação do mecanismo de partilha.....	117
Figura 5-22 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	119
Figura 5-23 - Evolução das perdas nas redes de distribuição de 1999 a 2019 e linha de tendência da evolução antes de 2011	120
Figura 5-24 - Evolução das perdas nas redes de distribuição em Portugal e na União Europeia.....	121
Figura 5-25 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025 ...	123
Figura 5-26 - Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo para o período de regulação 2022-2025	125
Figura 5-27 - Aplicação da componente 1 para o ano de 2022 e perdas ocorridas nos últimos anos..	126
Figura 5-28 – Exemplo de resultado da aplicação da componente 2 em função da energia que vier a ser recuperada	127

Figura 5-29 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	127
Figura 5-30 –Aplicação da componente 3 em função da energia que vier a ser recuperada	129
Figura 5-31 – Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	131
Figura 5-32 – Valores de TIEPI em Portugal	133
Figura 5-33 - Valores da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço de 2003 a 2020	134
Figura 5-34 – Valores de TIEPI para o período de regulação de 2022-2025	136
Figura 5-35 - Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço	138
Figura 5-36 – Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT	140
Figura 5-37 – Valores de SAIDI MT 5% para o período de regulação 2022-2025.....	141
Figura 5-38 – Redução da assimetria entre os clientes pior servidos e a média global pretendida com a componente 2 do incentivo	142
Figura 6-1 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA (preços constantes de 2020)	145
Figura 6-2 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA a preços constantes de 2020.....	146
Figura 6-3 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de AGS	150
Figura 6-4 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EDA.....	151
Figura 6-5 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia emitida.....	152
Figura 6-6 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS	154
Figura 6-7 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	156
Figura 6-8 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE.....	157
Figura 6-9 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de DEE da EDA	158
Figura 6-10 - Evolução dos custos da atividade de DEE da EDA.....	159
Figura 6-11 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por energia distribuída, preços constantes de 2020).....	160
Figura 6-12 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por número de clientes, preços constantes de 2020).....	161
Figura 6-13 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de DEE.....	163
Figura 6-14 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em AT/MT	167
Figura 6-15 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em BT	168
Figura 6-16 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de AGS	171
Figura 6-17 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EEM	173

Figura 6-18 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia produzida (produção própria)	174
Figura 6-19 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS	176
Figura 6-20 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	178
Figura 6-21 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE.....	179
Figura 6-22 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de DEE da EEM.....	180
Figura 6-23 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por energia distribuída, preços constantes de 2020)	181
Figura 6-24 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por número de clientes, preços constantes de 2020).....	182
Figura 6-25 - Evolução dos custos da atividade de DEE da EEM	183
Figura 6-26 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM DEE	184
Figura 6-27 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	188
Figura 7-1 - Evolução do número médio de clientes da SU Eletricidade.....	192
Figura 7-2 - Custos unitários por cliente da SU Eletricidade (preços constantes 2020).....	193
Figura 7-3 - Evolução do número médio de clientes da EDA	194
Figura 7-4 - Custos unitários por cliente da EDA (preços constantes de 2020)	195
Figura 7-5 - Evolução do número médio de clientes da EEM	196
Figura 7-6 - Custos unitários por cliente da EEM (preços constantes de 2020).....	196
Figura 7-7 - Comparação <i>ex-post</i> dos custos de exploração reais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (quantidades) de 2010 a 2020, a preços constantes de 2020	197
Figura 7-8 - Comparação <i>ex-ante</i> (2021-2025) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (quantidades), a preços constantes de 2020.....	198
Figura 7-9 - 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 2020	199
Figura 7-10 - Comparação <i>ex-ante</i> (2021-2025) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (número médio de clientes), a preços constantes de 2020.....	199
Figura 7-11 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de CEE.....	201
Figura 7-12 - Base de custos controláveis da SU Eletricidade - metodologia de cálculo para 2022	209
Figura 7-13 - Base de custos controláveis da EDA - metodologia de cálculo para 2022	213
Figura 7-14 - Base de custos controláveis da EEM - metodologia de cálculo para 2022	216
Figura 7-15 – Simulação da evolução dos proveitos com aplicação dos parâmetros – SU Eletricidade	220
Figura 7-16 – Simulação da evolução dos proveitos unitários com aplicação dos parâmetros – SU Eletricidade	220

Figura 7-17 - Simulação da evolução dos proveitos com aplicação dos parâmetros – EDA.....	222
Figura 7-18 – Simulação da evolução dos proveitos unitários com aplicação dos parâmetros – EDA..	223
Figura 7-19 – Simulação da evolução dos proveitos com aplicação dos parâmetros – EEM	225
Figura 7-20 – Simulação da evolução dos proveitos unitários com aplicação dos parâmetros – EEM ..	225
Figura 8-1 - <i>Yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa	230
Figura 8-2 - <i>Yields</i> das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund)	231
Figura 8-3 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	232
Figura 8-4 - <i>Yields</i> das OTs e das Bunds a 2 anos	233
Figura 8-5 - Inflação (IPC) em Portugal	234
Figura 8-6 - <i>Yields</i> das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano.....	237
Figura 8-7 - <i>Gearing</i> dos Grupos EDP e REN (Valores de Mercado).....	240
Figura 8-8 - <i>Gearing</i> dos Grupos EDA e EEM (Valores Contabilísticos)	241
Figura 8-9 - <i>Gearing</i> E-REDES, S.A. e a REN, Rede Elétrica Nacional, S.A.	242
Figura 8-10 - Evolução do prémio de risco de mercado	247
Figura 8-11 – Evolução dos Segmentos de Negócio Reportados pelo Grupo EDP.....	252
Figura 8-12 - Evolução do custo médio da dívida da EDP, REN EEM e EDA	258
Figura 8-13 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e da REN com maturidade entre 2023 e 2027 e das OTs a 5 anos	259
Figura 8-14 - Emissões de dívida e <i>yields</i> de obrigações recentes da EDP e da REN	260
Figura 8-15 - Emissões recentes de dívida da EDP e REN, <i>yields</i> respetivas em setembro de 2021 e valor para o custo do capital alheio	264
Figura 8-16 - CCMP 2015-2017, CCMP 2018-2021 e CCMP 2022-2025 vs media <i>yields</i> obrigações com maturidade a 10 anos	267
Figura 8-17 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica.....	270
Figura 8-18 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte e Gestão de Sistema.....	271
Figura 9-1 - Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE	276
Figura 9-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	281
Figura 9-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 > 2 000 000 Clientes.....	289
Figura 9-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 > 350 000 Clientes.....	290
Figura 9-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 Clientes.....	291
Figura 9-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes.....	292

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 – Aplicação do indutor de neutralização da eficiência ao longo do período de regulação	24
Quadro 2-2 – Grandezas físicas identificadas como possíveis indutores físicos da atividade de TEE	26
Quadro 2-3 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores físicos da atividade de TEE	28
Quadro 2-4 - Parâmetros para o período de regulação 2022-2025 – Atividade de TEE	35
Quadro 2-5 – Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de TEE para o período de regulação 2022-2025.....	39
Quadro 2-6 - Parâmetros a aplicar no mecanismo associado ao indicador Interligação para o período de regulação de 2022-2025	47
Quadro 2-7 - Parâmetros a aplicar no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT para o período de regulação de 2022-2025.....	48
Quadro 3-1 - Parâmetros da GGS	59
Quadro 4-1 - Parâmetros da atividade de OLMC.....	65
Quadro 5-1 – Ajustamentos à componente OPEX da base de custos totais – Inclusão ou exclusão de rúbricas de custos	82
Quadro 5-2 – Ajustamentos à componente OPEX da base de custos totais – Valorização de rúbricas de custos.....	84
Quadro 5-3 - Bases de custos para 2022 – Níveis de Tensão BT e AT/MT	94
Quadro 5-4 – Aplicação do indutor de neutralização da eficiência ao longo do período de regulação	96
Quadro 5-5 – Grandezas físicas identificadas como possíveis indutores físicos da atividade de DEE.....	98
Quadro 5-6 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores físicos da atividade de DEE em AT/MT	101
Quadro 5-7 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores da atividade de DEE em BT	107
Quadro 5-8 – Parâmetros para o período de regulação 2022-2025 – Atividade de distribuição em BT.....	113
Quadro 5-9 – Parâmetros para o período de regulação 2022-2025 – Atividade de distribuição em AT/MT	113
Quadro 5-10 – Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de DEE em AT/MT e em BT para o período de regulação 2022-2025.....	118
Quadro 5-11 - Resultado da atuação no âmbito das ações de combate ao consumo ilícito	121
Quadro 5-12 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2022-2025.....	129
Quadro 5-13 - Determinação dos valores de END_{REF} para o período de regulação de 2022-2025	135
Quadro 5-14 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025.....	137
Quadro 5-15 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2018-2021.....	139

Quadro 5-16 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025.....	141
Quadro 6-1 - Parâmetros da AGS.....	155
Quadro 6-2 - Parâmetros da DEE.....	167
Quadro 6-3 - Parâmetros da AGS.....	177
Quadro 6-4 - Parâmetros da DEE.....	187
Quadro 7-1 - Resumo da metodologia de cálculo da base de custos controláveis 2022	203
Quadro 7-2 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – aceites para efeitos tarifários.....	204
Quadro 7-3 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – verificado	205
Quadro 7-4 – Ajustamentos às bases de custos para 2022 da SU Eletricidade	206
Quadro 7-5 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – aceites para efeitos tarifários.....	211
Quadro 7-6 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – verificado	211
Quadro 7-7 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – ERSE	214
Quadro 7-8 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM.....	215
Quadro 7-9 - Parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização da SU Eletricidade para 2022-2025.....	219
Quadro 7-10 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EDA para 2022-2025.....	221
Quadro 7-11 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EEM para 2022-2025	224
Quadro 8-1 - Taxa de juro sem risco.....	238
Quadro 8-2 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus	243
Quadro 8-3 - <i>Gearing</i> definido para o período de regulação e valores de comparação	243
Quadro 8-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores	249
Quadro 8-5 - Prémio de risco de mercado.....	250
Quadro 8-6 - Betas do ativo dos grupo EDP e REN	254
Quadro 8-7 – Análise Descritiva dos Betas do Ativo considerados pelos reguladores europeus.....	257
Quadro 8-8 – Betas dos ativos (valores médios) da EDP e da REN	257
Quadro 8-9 - Prémio de risco da dívida	263
Quadro 8-10 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor elétrico.....	265
Quadro 8-11 - Custo de Capital Médio Ponderado da a atividade de DEE e da atividade de TEE para 2022	266
Quadro 8-12 - Custo de Capital do OLMC.....	268
Quadro 9-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2020.....	278
Quadro 9-2 - Análise Descritiva da Amostra C/ Grupos Económicos – 2013 a 2020	279

Quadro 9-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão	281
Quadro 9-4 - Análise descritiva por Setor de Atividade	283
Quadro 9-5 - Análise descritiva por Enquadramento Regulatório	284
Quadro 9-6 – Correlação entre Fatores	285
Quadro 9-7 – Resultados dos Modelos Paramétricos – Peso da Componente Fixa – Amostra Empresas Individuais.....	295
Quadro 9-8 – Resultados dos Modelos Paramétricos – Peso da Componente Fixa – Amostra com Agrupamento de Empresas em Entidade Única	295
Quadro 9-9 – Resultados dos Questionários – Peso da Componente Fixa– Amostra Empresas Individuais.....	296
Quadro 9-10 – Resultados dos Questionários – Peso da Componente Fixa– Amostra com Agrupamento de Empresas em Entidade Única	297
Quadro 9-11 - Resultados dos Questionários – Peso da Componente Fixa – Empresas Reguladas do Setor Elétrico	298
Quadro 9-12 - Repartição componente fixa vs variável	299
Quadro 10-1 - Parâmetros para aquisição de fuelóleo na EDA.....	304
Quadro 10-2 - Parâmetros para aquisição de fuelóleo na EEM	304
Quadro 10-3 – Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na EDA e na EEM, em 2022.....	305
Quadro 10-4 - Parâmetros para aquisição de gasóleo na EDA	306
Quadro 10-5 - Parâmetros para aquisição de gasóleo na EEM.....	307
Quadro 10-6 - Parâmetros para aquisição de gás na EEM.....	308
Quadro 10-7 – Custos aceites com a armazenagem de gás natural na EEM, em 2022	309
Quadro 11-1 - Parâmetros do Incentivo ISI – Período de regulação 2018-2021	312
Quadro 11-2 - Parâmetros do Incentivo ISI para Portugal continental em 2022	313
Quadro 11-3 - Parâmetros do Incentivo ISI para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2022.....	313

1 INTRODUÇÃO

No presente documento apresentam-se os parâmetros de regulação a aplicar às atividades reguladas para o período de regulação 2022-2025, 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 2022, as metas de eficiência a aplicar nos anos 2023, 2024 e 2025, bem como os parâmetros de mecanismos de regulação por incentivos existentes para as diferentes atividades reguladas.

Os parâmetros são aplicados às empresas reguladas, nomeadamente, à REN Trading S.A., à REN, S.A., à ADENE (na sua vertente de Operador Logístico de Mudança de Comercializador do Setor Elétrico), à E-REDES, S.A., à SU Eletricidade, S.A., à EDA, S.A. e à EEM, S.A..

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

Os parâmetros definidos no presente documento materializam as preocupações plasmadas na revisão regulamentar colocada em discussão através da Consulta Pública n.º 101¹, que culminou com a publicação do Regulamento n.º 785/2021, no Diário da República 2.ª série, de 23 de agosto de 2021, designadamente a promoção de uma regulação exigente, que incentiva uma gestão eficiente das atividades reguladas, e ao mesmo tempo flexível, por forma a poder responder ao atual contexto de descarbonização e descentralização no setor elétrico. Adicionalmente, manteve-se a preocupação de aprofundar princípios de partilha de ganhos e perdas entre as empresas e os consumidores.

A definição dos parâmetros regulatórios foi precedida de uma avaliação do desempenho das empresas face às metas propostas no período de regulação que termina em 2021, realizada no documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico», com especial incidência nos anos de 2019 e de 2020, dois últimos anos em que as empresas apresentaram contas fechadas e auditadas, no seguimento da qual se procurou assegurar, com a redefinição dos parâmetros, uma partilha de ganhos por todos os agentes do setor.

A estrutura do documento e respetivos conteúdos são os seguintes:

¹ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-101/>

- 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 Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte, REN, S.A..
- O capítulo 4 apresenta os parâmetros para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE.
- O capítulo 5 apresenta os parâmetros para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica do operador da rede de distribuição, E-REDES, S.A..
- O capítulo 6 é dedicado às atividades reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, com exceção da comercialização de energia elétrica.
- O capítulo 7 é dedicado às atividades de Comercialização de Energia Elétrica, quer no Continente, quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
- O capítulo 8 apresenta a metodologia aplicada na determinação do custo de capital das atividades reguladas do Continente e Regiões Autónomas.
- No capítulo 9 são apresentados os custos de referência para o Comercializador de último recurso.
- O capítulo 10 apresenta os parâmetros do mecanismo de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, que foram objeto de revisão para o período de regulação de 2022 a 2025.
- No capítulo 11 são apresentadas as justificações para outros parâmetros a aplicar no período de regulação de 2022 a 2025, designadamente os parâmetros do incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes, com incidência nas atividades de distribuição de energia elétrica em BT no Continente (E-REDES) e Regiões Autónomas (EEM e EDA). São também apresentadas as condições de aplicação dos limites do incentivo à gestão otimizada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE), com incidência na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading).

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

2.1 ENQUADRAMENTO

Entre 1999 e 2008, os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE) 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 de regulação 2009-2011, um modelo de regulação por incentivos, com incidência quer no CAPEX, quer no OPEX. Este modelo de regulação, que se aplicou até ao período de regulação 2018-2021, pretendeu conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e, simultaneamente, maior responsabilidade de atuação. Assim, entre 2009 e 2021 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;
- no período de regulação 2009-2011 foi estabelecido o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), que se manteve nos períodos de regulação 2012-2014 e 2015-2017, com o objetivo de prolongar a vida operacional deste tipo de ativos após terem sido totalmente amortizados, no pressuposto de que a sua condição operacional permite cumprir os padrões de segurança e qualidade de serviço. Na determinação deste incentivo foram considerados os ativos em Linhas e Transformadores até 2014, tendo sido adicionados os ativos em Sistemas de Proteção e Comando a partir de 2015;
- no período de regulação 2018-2021, a ERSE teve o intuito de reforçar o quadro de regulação por incentivos aplicável à atividade de TEE, promovendo a adequação dos investimentos às necessidades reais do sistema. Esta intenção materializou-se na criação do incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT (I_{REI}), que substituiu o incentivo MEEFVU;
- 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, entre 2009 e 2017.

A monitorização do desempenho da atividade de TEE foi efetuada através da avaliação dos resultados obtidos ao longo dos períodos de regulação anteriores, até 2020 (último ano em que estão disponíveis dados reais).

Para o novo período de regulação 2022-2025, a ERSE adotou uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis (TOTEX²) da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE). Nesta transição para a nova metodologia de regulação, foi efetuada uma reformulação dos incentivos da atividade de TEE:

- foi extinto o incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT (I_{REI}), cuja componente de incentivo económico fica subjacente na nova metodologia de regulação;
- foi criado o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), que substitui o extinto I_{REI} na sua componente técnica.

Esta alteração no modelo regulatório desta atividade decorreu do processo da Consulta Pública n.º 101³, de Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, que se concretizou com a publicação do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto (Regulamento Tarifário).

A aplicação desta nova metodologia corresponderá à aplicação para o período de regulação de metas de eficiência a um conjunto de custos previamente definidos, que incorporam custos com capital e custos de exploração. É de realçar que a aplicação de uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao TOTEX foi apresentada em conjunto com a introdução de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores (ver ponto 2.4).

Tendo em conta o exposto, os parâmetros definidos para a atividade de TEE, para o período 2022 a 2025, são os seguintes:

- Metodologia do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX:
 - o base de custos totais para o ano 2022;
 - o fatores de eficiência para o período de regulação 2022-2025;

² Do inglês *Total Expenditure*

³ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-101/>

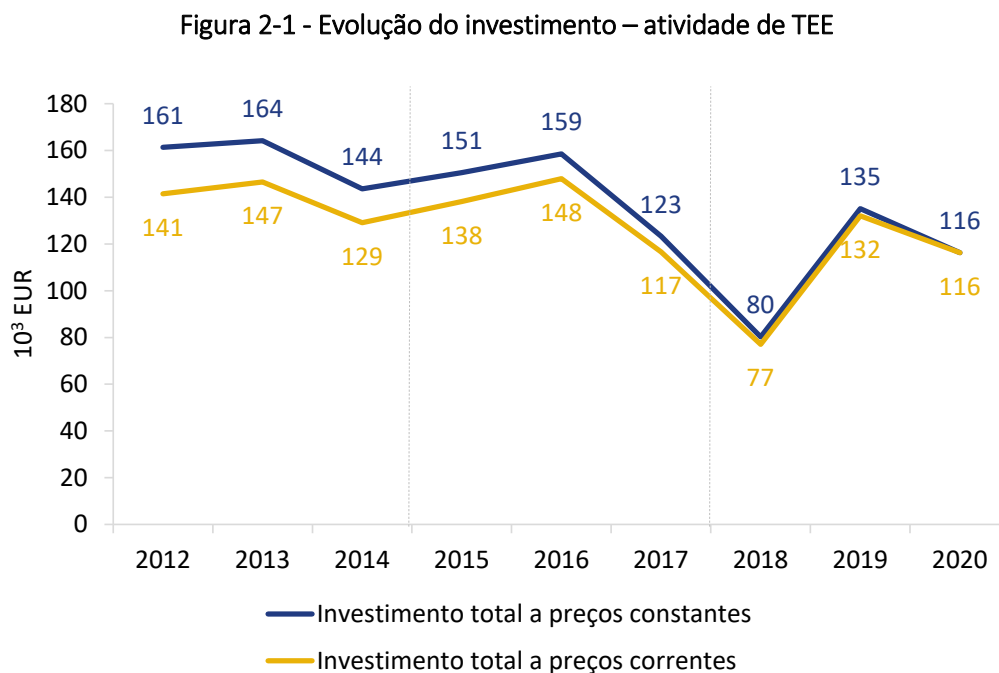
- o peso da componente fixa e peso e indutores com os quais variam as componentes variáveis.
- Outros:
 - o parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de TEE (ver ponto 2.4);
 - o parâmetros do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (ver ponto 2.5).

2.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE TEE

Para a definição dos diferentes parâmetros da atividade de TEE, 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», cujas conclusões mais relevantes para a determinação das bases de custos se destacam de seguida.

Em termos de investimentos (Figura 2-1), a atividade de TEE registou até 2016 valores em torno dos 140 milhões de euros. A partir desse ano assiste-se a um ponto de viragem do volume de investimento, que atinge, em 2018, o valor mais baixo, com o investimento a observar um valor de 80 milhões de euros a preços correntes. Em 2019 e 2020 ocorreu uma ligeira inversão dessa tendência de queda, com investimentos acima de 100 milhões de euros em ambos os anos.

A média dos investimentos, a preços correntes, no período de regulação 2015-2017 (134 milhões de euros) foi sensivelmente inferior ao valor médio dos investimentos no período de regulação 2012-2014 (139 milhões de euros). No período de regulação seguinte, o valor médio dos três primeiros anos (2018 a 2020) é de 108 milhões de euros, correspondendo a uma redução de 19% relativamente ao período de regulação anterior.



Fonte: ERSE, REN

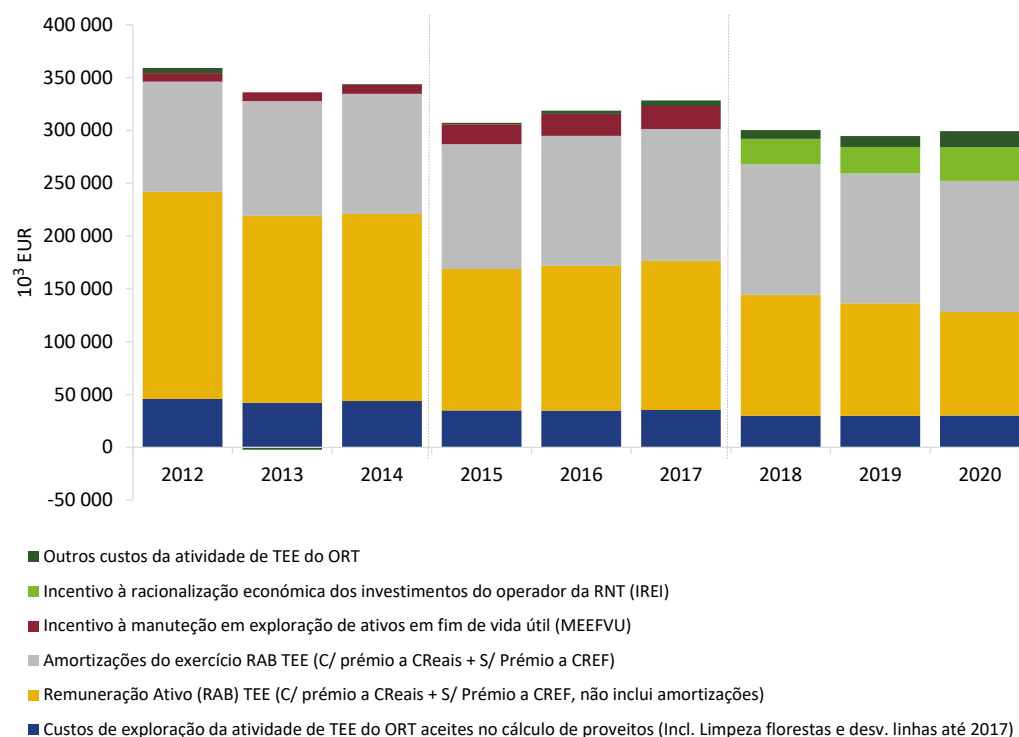
O nível de investimentos tem-se repercutido no nível do CAPEX⁴ (remuneração do ativo e amortizações), que assume um peso importante na estrutura de custos da atividade de TEE, com o OPEX⁵ a registar um peso relativamente baixo nos proveitos desta atividade (de cerca de 10% dos proveitos em 2020). Como evidenciado na Figura 2-2, quer os custos com capital (CAPEX), quer os custos de exploração (OPEX) têm apresentado uma tendência globalmente decrescente.

Entre 2017 e 2020, o CAPEX decresceu cerca de 16%, facto para o qual contribuiu, de forma muito significativa, a redução da taxa de remuneração dos ativos em cerca de 1,7 pontos percentuais. Neste último ano em análise, o CAPEX apresenta um decréscimo de 7,1 milhões de euros, face a 2019, repartidos por um decréscimo de 5,3 milhões de euros nos ativos valorizados a custos de referência e um decréscimo de 1,9 milhões de euros nos ativos valorizados a custos históricos, por via da redução da taxa de remuneração dos ativos de cerca de 0,3 pontos percentuais. A nível do OPEX, observa-se uma redução, entre 2017 e 2020, de 15%, para cerca de 30 milhões de euros.

⁴ Custo com capital, do inglês *Capital Expenditure*

⁵ Do inglês *Operational Expenditure*

Figura 2-2 - Proveitos permitidos⁶ – atividade de TEE
(preços correntes)

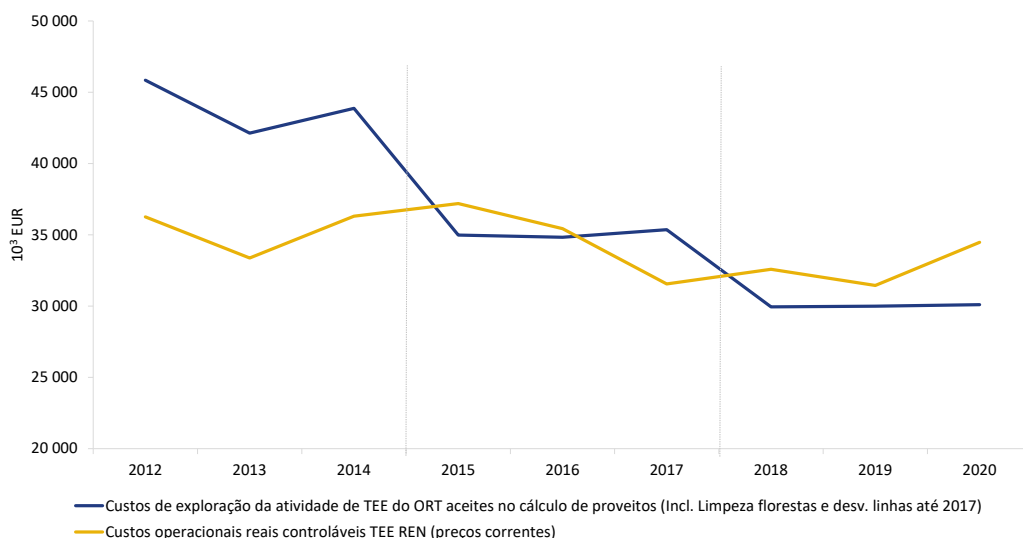


Fonte: ERSE, REN

Na Figura 2-3 pode-se observar a evolução do OPEX aceite pela ERSE e do OPEX real da atividade da TEE.

⁶ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1, neste caso apenas no CAPEX).

Figura 2-3 – OPEX da atividade de TEE (preços correntes)



Fonte: ERSE, REN

Da análise da Figura 2-3 observa-se uma tendência de diminuição dos custos de exploração aceites ao longo do período em análise, ao contrário da evolução dos custos reais, que não têm registado uma tendência de evolução contínua. Entre 2012 e 2014, verificou-se que os custos reais registaram valores sempre inferiores aos custos aceites⁷ (proveitos permitidos associados ao OPEX). Deste modo verificou-se a existência de uma margem substancial de custos de exploração considerados para fins regulatórios, cuja evolução foi tida em conta na revisão da base de custos do período de regulação 2015-2017, que diminuiu face ao valor implícito nas tarifas de 2014. Entre 2015 e 2017, o valor do OPEX real reduziu-se em cerca de 15% e foi em 2017 inferior ao OPEX aceite em cerca de 11%. Em 2018, início do período de regulação que termina em 2021, observou-se uma nova redução do OPEX aceite, com uma redução de 15%. No período de regulação iniciado em 2018, o valor do OPEX aceite foi inferior ao do OPEX real, em resultado, principalmente, do acréscimo de custos com a rubrica de limpeza de florestas.

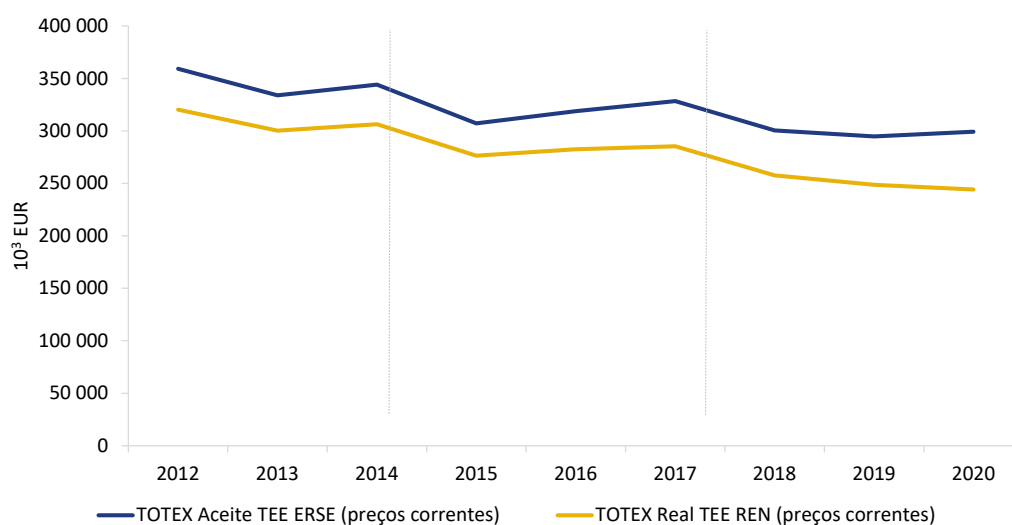
Comparando o valor agregado de CAPEX e OPEX (TOTEX – custos totais), pode-se observar na Figura 2-4 a evolução do TOTEX aceite pela ERSE⁸ (que incorpora os incentivos) e a evolução do TOTEX real da atividade de TEE.

⁷ Estes custos correspondem aos valores implícitos na base de custos sujeita a metas de eficiência, calculada com dados reais.

⁸ TOTEX Aceite ERSE corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos, isto é, os proveitos permitidos definitivos calculados com dados reais. TOTEX Real REN corresponde aos valores custos de exploração (OPEX) e de custo de investimento (CAPEX), considerando neste caso a taxa de remuneração definida pela ERSE para cada ano em causa, custos estes que se verificaram e foram apresentados nas contas reguladas auditadas.

Pela análise desta figura, observa-se um distanciamento entre os TOTEX aceite pela ERSE e o real, derivado, essencialmente, à componente de CAPEX, em resultado da implementação do mecanismo de custos de referência (em 2009), bem como de outros mecanismos com incidência no ativo, como sejam o mecanismo de manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), em vigor até 2017, e o incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (I_{REI}) que em 2018 substituiu o MEEFVU.

Figura 2-4 - TOTEX (OPEX+CAPEX) – atividade de TEE
(preços correntes)



Fonte: ERSE, REN

2.3 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS DA ATIVIDADE DE TEE

A base da atividade de TEE passa pelo desenvolvimento, exploração e manutenção da RNT e das suas interligações com outras redes. Entre 1999 e 2008, os proveitos da atividade de TEE eram determinados através de custos aceites em base anual, tanto ao nível dos custos de exploração (OPEX) como ao nível dos custos com capital (CAPEX). Com o objetivo de promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte, foi implementado, no período de regulação de 2009-2011, um modelo de regulação assente num sistema de incentivos que se prolongou nos períodos de regulação seguintes e se manteve até ao período de regulação de 2018-2021. Como referido anteriormente, a ERSE adotou, para o período de regulação 2022-2025, uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis, TOTEX (OPEX+CAPEX) da atividade de TEE.

O objetivo da introdução de uma regulação por incentivos ao nível do TOTEX é a de conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho económico, dando-lhe mais liberdade e maior responsabilidade de atuação para este efeito.

2.3.1 BASE DE CUSTOS TOTAIS PARA A ATIVIDADE DE TEE

BREVE INTRODUÇÃO À METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS TOTAIS ACEITE PELA ERSE

Para o período de regulação 2022-2025, a metodologia de regulação alterou-se de forma substancial face às metodologias aplicadas nos períodos de regulação anteriores. Como referido anteriormente, irá ser aplicada uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao nível dos custos totais controláveis, TOTEX. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do TOTEX para 2022, bem como as metas de eficiência a aplicar entre 2023 e 2025.

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui durante o mesmo consoante os indutores de custo⁹ (no caso do *price cap* ou *revenue cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação. Esse parâmetro apenas inclui os custos considerados controláveis e por isso são aceites pela ERSE para a base de custos sujeita a metas de eficiência. Os restantes custos, de menor montante, são considerados ou não, após avaliação casuística, fora da base de custos.

No período de regulação que se inicia em 2022 irá aplicar-se uma metodologia do tipo *revenue cap* à atividade de TEE, ao nível do TOTEX, pelo que as bases de custos a definir obrigam a reconstruir as componentes de OPEX e de CAPEX que lhe estão subjacentes.

Ao nível da componente de OPEX, procura-se representar os ganhos de eficiência já alcançados pela empresa, mas considerando o comportamento da evolução dos custos aceites pela ERSE e dos custos reais da empresa. Adicionalmente, na definição dessa componente efetuaram-se alguns ajustamentos resultantes da análise específica ao tratamento regulatório de algumas componentes de custos.

⁹ Variáveis físicas ou de natureza económica financeira que refletem a evolução da atividade.

Para definir a componente de CAPEX, estimou-se o CAPEX anual para os 4 anos do período de regulação (2022 a 2025), com base na informação fornecida pela empresa, e transformou-se a série anual estimada num pagamento anual equivalente, utilizando a taxa de remuneração definida pela ERSE para o novo período de regulação (*vide* capítulo 8).

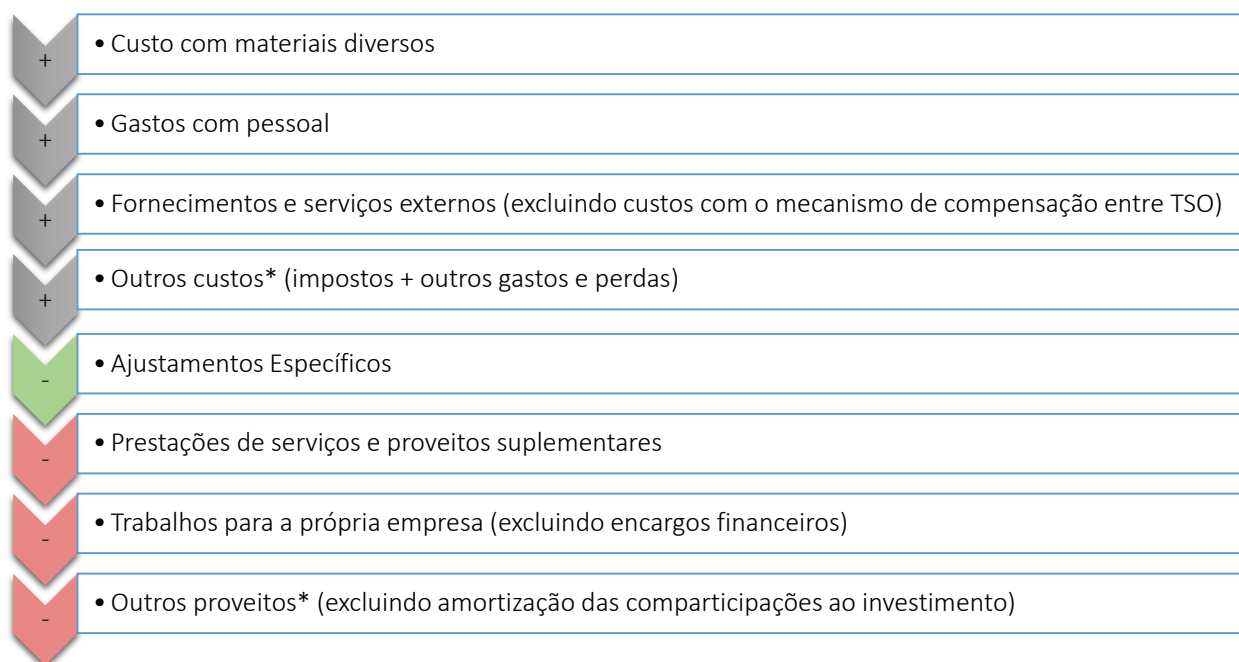
Por fim, obteve-se a base de custos TOTEX, somando as componentes OPEX e CAPEX calculadas dessa forma. Os vários passos do processo de definição das bases de custos encontram-se detalhados nas seguintes secções. Após a definição da base de custos, importa alocar este valor às componentes fixa e variável, e esta aos respetivos indutores de custos, análise que consta do ponto 2.3.2.

DEFINIÇÃO DA COMPONENTE OPEX

A definição da componente OPEX 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 parte dos ganhos de eficiência efetivamente alcançados no período de regulação que termina em 2021.

Para efeitos da definição da base de custos de exploração (líquidos de proveitos), no que respeita à atividade de TEE, consideraram-se as rubricas conforme se pode observar na Figura 2-5.

Figura 2-5 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de TEE



* Nestas rubricas apenas se aceitam os custos associados à atividade operacional de cada atividade

Fonte: ERSE

Após a consideração destas rúbricas principais, efetuou-se posteriormente um ajustamento específico, aos custos reais. Com efeito, no processo de análise da informação enviada pela empresa ao longo do atual período de regulação, bem como do acompanhamento de determinados temas relacionados com esta atividade, foram excluídos da base de custos totais, sujeita a metas de eficiência:

- i. os encargos relativos a multas;
- ii. 50% dos encargos de indemnizações, rúbrica integrada na categoria de “outros custos”, à semelhança do que foi feito para outras atividades, porque a ERSE reconhece que algumas das situações em causa (pagamento de indemnizações a clientes e custos com processos judiciais) não podem ser evitadas em absoluto e que a prossecução da sua completa eliminação geraria custos acrescidos de operação, manutenção e de investimentos, não sendo, por isso, economicamente eficiente para o SEN;
- iii. custos relacionados com as auditorias aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência: a auditoria às operações intragrupo do Grupo REN, realizada nos anos de 2015 e 2016, resultou num conjunto de recomendações de alteração dos procedimentos adotados por este Grupo nestas operações.

Da análise da informação reportada pela REN no âmbito das operações de intragrupo apenas se observa, em resposta às recomendações do auditor, a redução da margem dos serviços de *back office* prestados pela REN Serviços, distinguindo a natureza destes serviços comparativamente aos serviços de consultoria e de gestão ao nível do seu valor acrescentado. Desta forma, mantêm-se as restantes situações críticas alvo de recomendações, em particular, os impactes económicos resultantes do processo de triangulação de gastos nas operações intragrupo.

Em síntese, a situação crítica das operações triangulares do Grupo REN resulta do processo de *pricing* dos serviços prestados pelas empresas de suporte do Grupo REN (REN SGPS, REN Serviços e REN PRO) à REN SA incorporar custos oriundos desta última empresa. Desta forma, estes custos regressam à REN SA acrescidos da margem praticada pelas empresas de suporte no processo de *pricing* dos serviços prestados. Recorde-se que a recomendação do auditor refere que, nos casos em que o gasto foi inicialmente incorrido na REN SA e que parte desses gastos faturados pela REN S.A. são valorizados a preço de mercado, não deveria ser incluída a margem sobre esses gastos nos montantes faturados pelas empresas de suporte à REN SA por não haver criação de valor acrescentado. Neste âmbito, a base de custos definida para o período de regulação iniciado em 2018 já incluiu um ajustamento associado a esta recomendação, nomeadamente, a dedução da margem implícita nos valores faturados pelas empresas de suporte resultante dos custos oriundos da REN SA e enquadráveis na natureza elencada pelo auditor. Face ao exposto, mantendo-se os procedimentos de *pricing* nas operações intragrupo, foi realizado um ajustamento à base de custos da REN definida para o período de regulação de 2022-2025, seguindo o procedimento adotado em 2018.

Para além dos ajustamentos referidos, mantêm-se os associados aos ganhos e perdas atuariais. A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional tem implicado que os movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais deixem de ser reportados nas demonstrações de resultados. À medida que as empresas reguladas têm vindo a adotar as novas normas contabilísticas, a ERSE tem vindo a não reconhecer os ganhos e perdas atuariais para apuramento dos proveitos permitidos.

Desde o período de regulação 2018-2021, e em harmonia com o definido para situações equivalentes, a renda relativa aos ganhos e perdas atuariais acumulados até 2016 foi considerada fora da base de custos do OPEX sujeitos a metas de eficiência, uma vez que a natureza destes custos (não controláveis) não justifica a aplicação de metas de eficiência. A justificação mais detalhada do tratamento desses custos consta do documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018 a 2020».

Tendo em consideração a evolução dos custos de exploração apresentada na Figura 2-3, a metodologia de apuramento da componente OPEX da base de custos totais sujeita a metas de eficiência para 2022 consubstancia-se nos seguintes pontos:

1. Apuramento da componente de OPEX inicial:

- i. Efetuou-se a média dos custos de exploração reais da atividade em 2019 e 2020, a preços de 2020, após a aplicação de ajustamentos específicos;
- ii. Efetuou-se a média dos custos de exploração aceites pela ERSE nos anos de 2019 e 2020 a preços de 2020.

Refira-se que a seleção dos anos de 2019 e 2020 como ponto de partida justifica-se pelo facto de corresponderem aos dois últimos anos de informação financeira real auditada, permitindo igualmente atenuar efeitos extraordinários que se verifiquem num ano em particular. Esta abordagem foi seguida pela ERSE para as restantes atividades reguladas.

2. Fator de partilha

Tendo-se obtido o valor a preços de 2020 quer dos custos reais, quer dos custos aceites, já incorporando os ajustamentos específicos, calculou-se uma média ponderada destes dois valores. Para este efeito, aplicou-se um fator de partilha do desempenho obtido no período de regulação 2018-2021, obtendo-se o valor da componente OPEX da base de custos TOTEX com referência a 2020.

Como observado na secção anterior, o desempenho da empresa no cumprimento das metas definidas pela ERSE tem sido divergente, como referido anteriormente, com os custos reais a observarem alguma volatilidade. Por outro lado, existem custos, como os custos com limpeza de florestas que têm registado um aumento considerável, que têm de ser convenientemente ponderados, de modo a transmitir continuamente à empresa os sinais adequados à redução dos custos.

Assim, de modo a aproximar parcialmente a componente OPEX da base de custos TOTEX aos custos reais da empresa, por forma a corrigir os desequilíbrios de base de custos, adotou-se um fator de partilha de **50% da média dos custos reais** de 2019 e 2020 e de **50% da média dos custos aceites** de 2019 e 2020, de modo a contemplar a alteração da estrutura de custos que se perspectiva e manter os sinais para uma gestão eficiente da atividade.

3. Evolução até 2022

Tendo-se definido a componente OPEX, com referência a 2020, através dos pontos 1. e 2., é necessário fazê-la evoluir até 2022, para se obter o valor da componente OPEX da base de custos totais para 2022.

Essa evolução considerou a manutenção dos pressupostos do período de regulação que termina em 2021:

- i. Manutenção da repartição custos fixos e custos variáveis;
- ii. Aplicação dos indutores de custo definidos no período de regulação que termina em 2021;
- iii. Variação tendo em conta IPIB¹⁰ e as metas de eficiência definidas no período de regulação que termina em 2021.

A Figura 2-6 ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para cálculo das componentes OPEX da base de custos totais para o novo período de regulação. Em particular, esta figura evidencia o efeito dos custos com limpezas de florestas, que foram a causa principal dos desvios entre os custos aceite pela ERSE e os custos reais, bem como os valores para esta rúbrica de custos considerados na definição da componente de OPEX da base de custos totais para 2022.

¹⁰ IPIB utilizado para a atualização de indutores, previsto no Regulamento Tarifário, que corresponde à variação terminada no final do 2º trimestre do ano t-1. Ou seja, aplicou-se o IPIB do 2º trimestre de 2020 e de 2021.

Figura 2-6 – Componente OPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação

TEE OPEX		
Preços constantes 2020. Unidade: 10 ³ euros	2019	2020
Custos reais controláveis ERSE (Excl. Limpeza de florestas)	27 755	26 572
Limpeza de florestas [REN]	4 438	7 900
Correção custos relacionados com auditorias aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência	-198	-193
Outros custos a excluir (multas e indemnizações)	-45	-32
Custos reais (Incl. Limpeza de florestas)	31 950	34 247
Média dos custos reais de 2019 e de 2020		33 099
Custos aceites em tarifas (Excl. Limpeza de florestas)	26 868	26 347
Limpeza de florestas ERSE (valor considerado na base de custos de 2018) [preços constantes 2020]	3 844	3 755
Custos aceites em tarifas (Incl. Limpeza de florestas)	30 712	30 103
Média dos custos aceites de 2019 e 2020		30 407
Base de custos OPEX com partilha de ganhos (50% real/50% aceite)		31 753
		Atualizado para 2022 com aplicação de 2 anos de IPIB-X
		2022
Base custos TEE componente OPEX 2022		32 055
Varição vs aceite média 2019-2020		4,4%
Varição vs real média 2019-2020		-4,1%

Fonte: ERSE, REN

DEFINIÇÃO DA COMPONENTE CAPEX

Para se obter a base de custos totais, além da componente OPEX foi necessário calcular a componente associada ao CAPEX.

Para esse efeito, estimou-se o CAPEX anual (remuneração do ativo líquido médio aceite, acrescido de amortizações do exercício) para os 4 anos do período de regulação (2022 a 2025), com base na informação previsional fornecida pela empresa, e transformou-se a série anual estimada num pagamento anual

equivalente. No cálculo da remuneração do ativo considerou-se a nova taxa de remuneração aplicável à atividade de transporte para o período de regulação 2022-2025, de 4,40% (vide capítulo 8), para os ativos sem prémio, valorizados a custos reais e, para os ativos com prémio, a custos de referência, a taxa de 4,40% acrescida do prémio de 0,75%, num total de 5,15%. Estas taxas de remuneração foram também utilizadas para calcular o pagamento anual equivalente ao CAPEX anual estimado.

O CAPEX anual estimado incorpora três componentes:

- uma componente CAPEX estimado decorrente dos investimentos transferidos para exploração até ao final de 2021, sem prémio, valorizados a custos reais, à qual não se deverão aplicar metas de eficiência, de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor (número 4 do artigo 118.º);
- uma componente CAPEX estimado decorrente dos investimentos transferidos para exploração até ao final de 2021, com prémio, valorizados a custos de referência, à qual não se deverão aplicar metas de eficiência, de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor (número 4 do artigo 118.º);
- outra componente decorrente dos investimentos que se prevê entrarem em exploração entre 2022 e 2025.

Na definição da componente CAPEX da base de custos TOTEX, procedeu-se à análise da informação previsional sobre investimentos a transferir para exploração recebida do operador da RNT à ERSE para o exercício tarifário de 2022 e para a preparação do próximo período de regulação.

Com base nessa análise, e tendo por base o parecer emitido pela ERSE em 27 de agosto à proposta de PDIRT-E 2021 (2022-2031), considera-se que do total de investimento previsto entrar em exploração entre 2022 e 2025, há um conjunto de projetos, cujos custos foram ser excluídos da base de ativos regulados, designadamente:

- Resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas, no total, agora revisto, de 33,7 milhões de euros, que segundo o parecer da ERSE, estes projetos deverão ser considerados como custos de OPEX, não devendo por isso ser incluídos como despesas de CAPEX, tal como apresentado nas contas previsionais;

Efetivamente, sobre os projetos incluídos nesta rubrica, em face aos comentários do Conselho Tarifário à proposta da ERSE do pacote de documentos afeto ao exercício tarifário 2022, submetida a este conselho a 15 de outubro, e que recomendavam que a ERSE revisitasse a natureza de alguns

custos, a ERSE reviu a classificação dos projetos, e considera que existe um conjunto de obras, num total de 9,5 milhões de euros, que dizem respeito a intervenções em infraestruturas e não à gestão integrada de vegetação, e que, por isso, devem ser classificadas como CAPEX. Deste modo, o montante a excluir da base de ativos regulados 2022-2025 deve ser de 33,7 milhões de euros, em vez dos 43,1 milhões referidos anteriormente pela ERSE.

- Capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção ligadas à rede de distribuição, no total de 26,3 milhões de euros, que segundo o parecer da ERSE estes projetos carecem de estudos que comprovem a sua utilidade, designadamente as situações de inversão de fluxo das redes AT para MAT;

Relativamente à sua proposta de outubro, foram prestados esclarecimentos remetidos à ERSE pelo operador da RNT sobre 3 projetos incluídos nas contas previsionais, mas não incluídos na proposta de PDIRT-E 2021, no valor de 1,1 milhões de euros, e, face aos mesmos, a ERSE considera que a não individualização dos mesmos na proposta de PDIRT-E 2021 (apenas de modo agregado) está devidamente fundamentada e, por isso, este montante deve ser considerado na base de ativos regulados. A ERSE recomenda ainda que os projetos sejam incluídos de modo individualizado na versão final da proposta de PDIRT-E 2021, em apreciação pelo Concedente¹¹;

A ERSE realizou ainda um exercício de conciliação entre a informação previsional submetida pelo operador da RNT 2021-2025 e a informação submetida em sede de proposta de PIDRT-E 2021, para efeitos do Parecer da ERSE. Com base neste exercício, foram identificados dois projetos em particular que mereceram esclarecimentos pelo operador da RNT quanto aos montantes de participações envolvidos:

- Sobre o projeto “PR1901 - ligação a 400 kV Alqueva – Divor”, a concluir até final de 2023, o operador não incluiu na informação previsional qualquer montante de participações de reforço de rede (Diretiva n.10/2019 da ERSE), ao contrário da informação submetida em Abril, em que incluiu 11,5 milhões de euros de no ano de concretização do projeto (2023), com a com a justificação de que, dos 583 MVA¹² de nova potência fotovoltaica para ligação em MAT à RNT, atribuído em sede do leilão solar 2020, “... até ao presente, não houve ainda qualquer requisição

¹¹ Em causa estão os projetos “PR1506 - SRM Reforço Painel 400 kV”, “PR1924 - Substituição de Aparelhagem MAT” e “PR2124 Centrais fotovoltaicas SACT I e SACT II”.

¹² valor de potência este que foi considerado nas previsões do PDIRT para efeitos de Participações nas Redes ao abrigo da Diretiva ERSE n.º 10/2019

de ligação (pedido de orçamento para o painel de ligação) relativa a este processo...". Acrescenta o operador da RNT que "Neste contexto, a sua não inclusão na informação previsional enviada decorre de não estarem a essa data contratualizados os respetivos painéis de ligação à RNT¹³"

Atendendo a esta explicação, ERSE considera que, por coerência, e independentemente da incerteza quanto ao momento de ligação dos produtores, o montante previsto de participações (11,5 M€) deve ser considerado em 2023, ou seja na data expectável de conclusão do projeto, em linha com a metodologia de cálculo de impactos adotada pela ERSE aquando do seu Parecer à proposta de PDIRT-E 2021, pois de outro modo, as conclusões do impacto tarifário em sede de Parecer não estariam em coerência com o valor dos custos do projeto em sede de base regulada de ativos 2022-2025 (TOTEX). Assim, o custo total líquido do projeto a considerar na base de ativos regulada deve ser reduzido em 11,5 milhões de euros, face ao valor considerado pela ERSE na sua proposta tarifária de outubro.

- Já sobre o projeto "PR0914 - Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena-Feira", em que também existe um tratamento diferenciado entre a informação previsional e a informação anexa à proposta de PDIRT-E 2021, que incluía um montante significativo de participações de reforço de rede de 27,5 milhões de euros, o operador da RNT refere que "*... a Ligação a 400 kV Vieira do Minho - Ribeira de Pena-Feira (PR0914) destina-se a possibilitar a integração no SEN da produção do sistema electroprodutor do Tâmega. À data da requisição de ligação pela Iberdrola (pedido de orçamento para os painéis de ligação de 400 kV na subestação de Ribeira de Pena) e apresentação pela REN, em 8 de fevereiro de 2018, da correspondente proposta para a disponibilização dos painéis de ligação deste empreendimento à RNT ainda não tinha sido publicada a Diretiva ERSE n.º 10/2019, de 4 de abril, razão pela qual não foi apresentado ao promotor qualquer valor relativo a Participações nas Redes. Assim, a versão final da proposta de PDIRT 2022-2031 não considerará, para este projeto, o valor de 25,704 M€ inscrito por lapso a título de Participações nas Redes na sua versão de março*".

¹³ Segundo o operador da RNT, "...Quando tal acontecer, os correspondentes encargos de Participações nas Redes ao abrigo da Diretiva ERSE n.º 10/2019 serão orçamentados conjuntamente com o painel de ligação e cobrados (parte com a adjudicação do painel e outra parte com a ligação da central ao painel)".

Neste caso, a ERSE considera que, efetivamente, não são devidas quaisquer participações, pelo que considera que o montante inscrito na informação previsional 2022-2025 para o projeto em causa (60,2 M€) está correto, e não há alterações a efetuar ao mesmo.

Por fim, obteve-se a base de custos TOTEX somando a componente OPEX, às três componentes de CAPEX.

Os esquemas seguintes resumem a metodologia utilizada na definição da componente CAPEX da base de custos totais.

Figura 2-7 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação

TEE CAPEX				
Unidade: 10 ³ euros	2022	2023	2024	2025
CAPEX Ativo Sem prémio a Custos Reais pré 2022	110 154	102 971	96 249	89 950
@WACC = 4,40%	Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@WACC)			
CAPEX Ativo Sem prémio a Custos Reais pré 2022	100 193			
CAPEX Ativo Com prémio a CREF pré 2022	113 228	109 404	105 582	101 432
@WACC = 5,15%	Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@WACC)			
CAPEX Ativo Com prémio a CREF pré 2022	107 657			
CAPEX pós 2022 Base	4 934	24 016	38 638	49 287
Redução de CAPEX por exclusão de ativos	-370	-2 136	-4 344	-6 769
CAPEX pós 2022 após exclusão de ativos	4 564	21 880	34 295	42 518
@WACC = 4,40%	Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@WACC)			
CAPEX pós 2022 Base	25 133			
Base Custos TEE componente CAPEX	232 983			
Variação vs aceite média 2019-2020	3,2%			
Variação vs real média 2019-2020	9,2%			

Fonte: ERSE, REN

Na Figura 2-8 são apresentados os cálculos subjacentes às componentes de CAPEX a incluir na base de custos totais da atividade de TEE.

Figura 2-8 – Detalhe de cálculo das componentes de CAPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação

Ativos S/ prémio a custos reais (até 2021) [Milhares EUR]	2022	2023	2024	2025
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	909 426	841 880	778 597	718 432
Amortizações do ano Líq. Subs	70 139	65 928	61 990	58 339
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de TEE	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%
CAPEX Custos Reais (até 2021)	110 154	102 971	96 249	89 950
PGTO equivalente @WACC de CAPEX Custos Reais (até 2021)	100 193	100 193	100 193	100 193

Ativos C/ prémio a custos Ref. (até 2021) [Milhares EUR]	2022	2023	2024	2025
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	1 063 465	1 005 623	948 448	892 341
Amortizações do ano Líq. Subs	58 459	57 614	56 737	55 476
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de TEE a custos de referência	5,15%	5,15%	5,15%	5,15%
CAPEX Custos Referência (até 2021)	113 228	109 404	105 582	101 432
PGTO equivalente @WACC de CAPEX Custos Referência (até 2021)	107 657	107 657	107 657	107 657

Ativos a custos reais (a partir de 2022) [Milhares EUR]	2022	2023	2024	2025
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	91 557	258 050	385 617	459 023
Amortizações do ano Líq. Subs	906	12 662	21 671	29 090
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de TEE	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%
CAPEX Custos Reais (a partir de 2022)	4 934	24 016	38 638	49 287
PGTO equivalente @WACC de CAPEX Custos Reais (a partir de 2022)	28 423	28 423	28 423	28 423

CAPEX: Efeito ativos não aceites [Milhares EUR]	2022	2023	2024	2025
Componente remuneração CAPEX Custos Reais (a partir de 2022) após efeito ativos não	3 727	10 344	15 060	17 423
Componente Amortizações CAPEX Custos Reais (a partir de 2022) após efeito ativos não	838	11 535	19 235	25 095
CAPEX Custos Reais (a partir de 2022) após efeito ativos não aceites	4 564	21 880	34 295	42 518
PGTO equivalente @WACC de CAPEX Custos Reais (a partir de 2022) após efeito ativos não aceites	25 133	25 133	25 133	25 133

Fonte: ERSE, REN

DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS TOTEX

A definição da base de custos TOTEX resulta, como referido anteriormente, da soma da componente OPEX às três componentes de CAPEX. De seguida apresentam-se as bases de custos totais a considerar para o período de regulação 2022-2025 para a atividade de TEE:

Figura 2-9 –Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação

TEE TOTEX	
Unidade: 10 ³ euros	PR 2022-2025
Base custos TEE componente OPEX 2022	32 055
Base Custos TEE componente CAPEX	232 983
Componente transição IREI - TOTEX	0
Base Custos TEE TOTEX	265 038
Variação vs real média 2019-2020	7,5%
Variação vs aceite média 2019-2020	-6,9%
Variação vs T2021	-6,8%

Fonte: ERSE, REN

2.3.2 INDUTORES DE CUSTO PARA A ATIVIDADE DE TEE

No período de regulação 2018-2021, a ERSE utilizou os seguintes indutores de custos para o cálculo dos custos de exploração permitidos à atividade de transporte de energia elétrica (TEE): (i) variação da extensão da rede e (ii) variação do número de painéis em subestações.

Para o período de regulação que se inicia em 2022, a alteração da metodologia de regulação desta atividade para um *revenue cap* aplicável aos custos totais (TOTEX), levou à necessidade de reconfigurar os indutores de custos anteriormente usados, de modo a incorporar a componente de CAPEX, a aferir a divisão entre a componente fixa e a componente variável, bem como para decidir a alocação desta última a indutores de custo, e respetivos pesos, que serão utilizados no apuramento dos proveitos permitidos da atividade de TEE.

INDUTORES DE NATUREZA ECONÓMICA E FINANCEIRA

Num primeiro momento, a definição dos indutores de custo para a atividade de TEE para o período de regulação de 2022 a 2025 encontra-se condicionada pelos seguintes fatores de natureza económica e financeira:

- decisão regulatória de refletir nos proveitos permitidos a evolução das condições financeiras, por forma a neutralizar essa evolução nas decisões de investimento do operador ao longo do período de regulação;
- restrições regulamentares associadas à recuperação dos custos com capital de ativos transferidos para exploração antes do período de regulação que se inicia em 2022, conforme estabelecido no número 4 do artigo 118.º do Regulamento Tarifário.

Tendo presente a formulação para o cálculo dos proveitos permitidos das atividades de TEE estabelecida no Regulamento Tarifário em vigor (número 1 do artigo 118.º), a ERSE adotou os seguintes indutores de natureza económico-financeira para acomodar os condicionalismos acima referidos:

- indutor associado às condições de financiamento, que procura repercutir nos proveitos permitidos a evolução da taxa de remuneração dos ativos resultante do mecanismo de indexação à *yield* das OT a dez anos (vide capítulo 8), que deste modo terá nestas atividades uma repercussão similar à que acontece nas atividades nas quais o CAPEX é determinado por uma metodologia do tipo *rate-of-return*. Pela sua conceção, este indutor atuará sobre a proporção da base de custos TOTEX correspondente às parcelas de remuneração do ativo líquido médio expectável para esta atividade, independentemente da data da sua entrada em exploração;
- indutor de neutralização da eficiência sobre obrigações passadas, que elimina a aplicação das metas de eficiência sobre a proporção da base de custos TOTEX referente às parcelas de CAPEX dos ativos transferidos para exploração antes de 2022 (com e sem prémio), evoluindo ao longo do período de regulação com o inverso da aplicação acumulada das metas de eficiência, de acordo com o explicitado no quadro seguinte.

Quadro 2-1 – Aplicação do indutor de neutralização da eficiência ao longo do período de regulação¹⁴

Indutor	T2022	T2023	T2024	T2025
Fator neutralização eficiência	1	$\frac{1}{1+IPIB_t-X}$	$\frac{1}{(1+IPIB_{t-1}-X) \times (1+IPIB_t-X)}$	$\frac{1}{(1+IPIB_{t-2}-X) \times (1+IPIB_{t-1}-X) \times (1+IPIB_t-X)}$

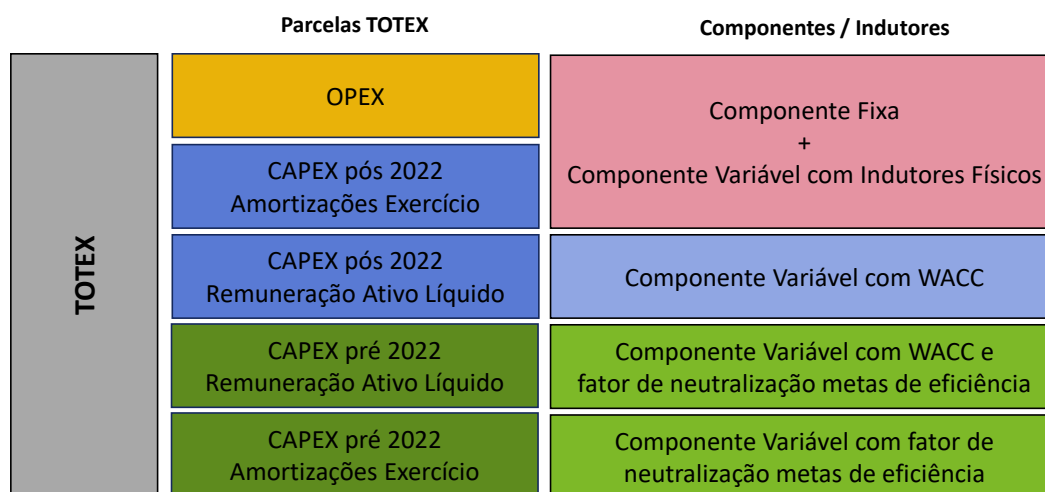
Fonte: ERSE

Estes indutores económico-financeiros serão aplicados à atividade de TEE de forma a refletir as diferentes proporções da base de custos TOTEX, que correspondem às parcelas de CAPEX acima mencionadas.

A parte remanescente da base de custos TOTEX, que não está associada aos indutores económico-financeiros e que, por exclusão de partes, corresponde ao OPEX e às amortizações de ativos transferidos para exploração após 2022, será alocada a uma componente fixa e a componentes variáveis que evoluirão com indutores baseados em grandezas físicas.

A figura seguinte esquematiza a associação entre as parcelas que compõem o TOTEX sujeito a regulação por incentivos e os indutores de custo, que resulta dos condicionalismos acima descritos.

Figura 2-10 – Relação entre parcelas do TOTEX e indutores de custo aplicados à TEE



Fonte: ERSE

¹⁴ Neste quadro o $IPIB_t$ representa o IPIB aplicado à evolução dos indutores em cada ano de Tarifas t , de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário: taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano $t-1$).

Refira-se, por fim, que não foram considerados indutores que reflitam evoluções de preços que afetam os custos de investimento desta atividade, por exemplo preços de matérias-primas e ou de mão-de-obra, devido à diversidade de índices a incorporar num exercício desta natureza e à complexidade em definir a sua representatividade nos custos de investimento.

INDUTORES BASEADOS EM GRANDEZAS FÍSICAS

Num segundo momento, importa ter presente que os indutores de custo devem ser representativos do ritmo de evolução da atividade da empresa e refletir a correspondente evolução do nível de custos. Como os indutores têm de ser variáveis mensuráveis, eles correspondem, geralmente, aos *outputs* das funções de produção.

Como ponto de partida, procurou-se identificar e analisar grandezas físicas que possam ter impacto nos custos de exploração (OPEX) e nos custos com capital (CAPEX) da atividade de TEE. Nesta análise optou-se por separar as grandezas físicas entre as que correspondem a *outputs* da atividade, excluindo aquelas que se encontrem em utilização noutros incentivos regulatórios (por exemplo, qualidade de serviço), e as grandezas físicas relativas à dimensão e capacidade dos elementos da rede de transporte.

Contudo, tanto quanto possível, pretende-se dissociar os indutores a selecionar das naturezas de custo (CAPEX ou OPEX), para que sejam transmitidos sinais de neutralidade tecnológica ao operador, procurando dar preferência à utilização de indutores que não condicionem a atuação ou soluções a adotar na exploração e desenvolvimento da rede. Esta preferência é consentânea com o contexto de descentralização e inovação tecnológica em que a atividade de transporte se desenvolverá nos próximos anos, com uma dinâmica própria da transição energética em curso.

Entre as grandezas físicas identificadas pela ERSE como possíveis indutores de custo para a atividade de transporte, destacam-se as apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 2-2 – Grandezas físicas identificadas como possíveis indutores físicos da atividade de TEE

Grupo	Grandezas físicas
Dimensão e capacidade da rede	Extensão da rede
	Número de subestações
	Número de painéis
	Número de transformadores
	Potência de transformação e autotransformação instalada
	Fator de utilização da potência de transformação instalada
Outputs da atividade	Energia veiculada pela rede
	Número médio de clientes
	Ponta da produção ligada à rede
	Pontas síncrona da carga ligada à rede
	Potência contratada na saída da rede (ORD e clientes MAT)
	Potência ligada de produtores
	Soma potências ligada produtores e contratada na saída da rede

Fonte: ERSE

A seleção dos indutores de custo suportados por grandezas físicas foi também condicionada pela disponibilidade e qualidade dos dados, quer em termos históricos, quer previsionais. Como auxiliar às decisões sobre os indutores foram ainda feitas avaliações qualitativas dos seguintes aspetos:

- estabilidade, que reflete maturidade da atividade, através da regularidade da evolução da grandeza física (pouca volatilidade);
- exogeneidade, que reflete a impossibilidade da empresa controlar a evolução da grandeza física em resultado das suas decisões;
- auditabilidade, associada à possibilidade de verificação e validação dos valores da grandeza física utilizada como indutor e que têm reflexo direto nos proveitos obtidos pela empresa.

Ambos os aspetos atrás referidos, restringem as escolhas do regulador, podendo levar à adoção de indutores que não são os mais representativos ou que têm menor correlação com as rubricas de custo do que seria desejável.

Para as componentes variáveis associadas a indutores suportados por grandezas físicas, o cálculo do valor unitário em 2022 foi efetuado de modo semelhante ao de um custo incremental de longo prazo, através

do quociente entre o valor atual da parcela de custo a afetar ao indutor e o valor atual das quantidades previstas para a grandeza física ao longo do período de regulação, utilizando-se neste cálculo uma taxa de atualização igual à taxa de remuneração da atividade¹⁵.

Esta opção, decorre naturalmente da metodologia usada pela ERSE para a definição das bases de custo TOTEX, que, como explicado no ponto 2.3.1, incorpora nas parcelas de CAPEX os custos de capital estimados para os quatro anos do período de regulação, os quais foram alisados sob forma de uma anuidade. Com esta metodologia de cálculo, o valor unitário a aplicar a cada indutor físico incorpora o efeito da evolução estimada das quantidades da grandeza física na base de custos TOTEX.

Devido aos condicionalismos que determinaram a definição de indutores de natureza económico-financeira, as parcelas remanescentes do TOTEX que poderão ser associadas a componente fixa e a componentes variáveis que evoluem com indutores físicos são o OPEX e as amortizações do exercício de ativos transferidos para exploração após 2022¹⁶. Por este motivo, a análise que se segue para a seleção de possíveis indutores para a atividade de TEE utilizou correlações entre a evolução das grandezas físicas e a evolução destas duas naturezas de custos.

Previamente à definição dos indutores físicos, procurou-se um racional para o peso da componente fixa. Na atividade de TEE, as parcelas da base de custos TOTEX do ano 2022 a afetar à componente fixa e às componentes que variam com indutores físicos têm um peso de 17,8%, dos quais 12,4% correspondem ao OPEX (vide Figura 2-13). Por outro lado, o facto do OPEX da atividade de TEE ter uma reduzida correlação com a maioria das grandezas físicas analisadas (vide Quadro 2-3), sugere que a parcela de OPEX não deverá ser associada a indutores físicos, ficando em alternativa associada à componente fixa. No entanto, para que não haja uma limitação ainda maior no peso das componentes variáveis com indutores físicos, a decisão da ERSE foi no sentido de repartir o peso entre a componente variável e fixa em 25% e 75%, respetivamente, dos custos sujeitos a metas de eficiência. Desta forma, a componente variável terá um peso de 4,3% no valor global do TOTEX. A componente variável foi imputada aos indutores físicos, conforme descrito de seguida.

¹⁵ Genericamente, a expressão utilizada foi a seguinte: Valor unitário ponderado no período de regulação = $\frac{\sum_{a=2022}^{a=2025} \left[\frac{\text{Custo}_a}{(1+WACC)^a} \right]}{\sum_{a=2022}^{a=2025} \left[\frac{\text{Quantidade}_a}{(1+WACC)^a} \right]}$

¹⁶ Com a introdução da metodologia TOTEX deixa de ser aplicado o mecanismo de valorização de investimentos a custos de referência, pelo que existe uma única taxa de remuneração implícita na determinação do CAPEX dos ativos transferidos para exploração a partir de 1 de janeiro de 2022.

Para os possíveis indutores físicos identificados pela ERSE, o Quadro 2-3 apresenta os coeficientes de correlação obtidos entre as séries históricas das grandezas físicas e as séries históricas das amortizações e do OPEX real, agrupando as grandezas físicas por: (i) grandezas relacionadas com a dimensão e capacidade da rede e (ii) grandezas representativas dos *outputs* da atividade do operador.

Como anteriormente descrito e numa vertente qualitativa, para cada variável foram avaliadas a estabilidade, a exogeneidade e a auditabilidade das grandezas físicas, cujo resultado se apresenta no quadro seguinte.

Quadro 2-3 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores físicos da atividade de TEE¹⁷

Dimensão e Capacidade da Rede	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Correl. c/ Amortizações		Correl. c/ OPEX
				Valor	Período	2012-2020
Extensão da rede	Alta	Média	Alta	0,90	2012-2020	-0,61
Número de subestações	Alta	Média	Alta	0,82	2012-2020	-0,25
Número de painéis	Alta	Baixa	Média	0,94	2012-2020	-0,47
Potência de transformação e autotransformação instalada	Alta	Baixa	Média	0,93	2012-2020	-0,54

Outputs da Rede de Transporte	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Correl. c/ Amortizações		Correl. c/ OPEX
				Valor	Período	2012-2020
Consumo referido à emissão	Baixa	Alta	Média	0,43	2012-2020	-0,72
Potência ligada à rede de transporte para produtores	Média	Alta	Média	0,96	2014-2020	-0,60
Potência contratada saídas ORD e clientes MAT	Média	Alta	Média	0,49	2012-2020	-0,52
Soma Pot. Ligada Produtores + Pot. Contratada Saídas	Média	Alta	Média	0,67	2012-2020	-0,61

Fonte: ERSE

Observa-se que, de um modo geral, as correlações com o OPEX são reduzidas, enquanto que as amortizações do exercício apresentam uma elevada correlação positiva com algumas variáveis, como seja a extensão da rede, número de painéis, potência de transformação instalada e potência ligada à rede para produtores.

O consumo referido à emissão, devido à sua maior volatilidade, apresenta fraca correlação com as naturezas de custo em apreço e não se apresenta como uma boa opção para indutor de custo numa metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX do tipo *revenue cap*, face à estabilidade no perfil de proveitos permitidos que se pretende obter.

¹⁷ Devido à indisponibilidade de dados, à curta duração das séries históricas ou à qualidade insuficiente da informação, algumas grandezas do Quadro 2-2 foram abandonados nas análises de indutores da atividade de DEE em AT/MT, sem prejuízo de serem retomadas em períodos de regulação seguintes.

Dando preferência a grandezas físicas que possam refletir os *outputs* da atividade de TEE, a potência ligada à rede de transporte para produtores e a potência contratada nas saídas da rede usada nos custos incrementais afiguram-se, conceptualmente, como boas opções, bem como a sua agregação, que permitiria sinalizar, num único indutor, a capacidade do operador para ligar à rede e acomodar as solicitações de qualquer tipo de utilizador. Contudo, face à reduzida correlação que se observa na potência contratada, optou-se por não usar esta grandeza, apresentando-se a potência ligada para produtores como uma boa alternativa para indutor, tendo também em conta a sua elevada exogeneidade.

Refira-se que a capacidade do operador da RNT para ligar produtores à rede de transporte é um dos aspetos fundamentais no desenvolvimento da política energética do país e incorpora desafios associados à segurança e resiliência da rede de transporte.

Assim, a ligação de produtores ao menor custo é uma oportunidade para o operador, que é sinalizada pela metodologia TOTEX com a adoção desta grandeza como indutor de custo, embora a sua evolução dependa de fatores exógenos e não controláveis (novos produtores e descomissionamento de produtores existentes), sendo passível de verificação através dos licenciamentos.

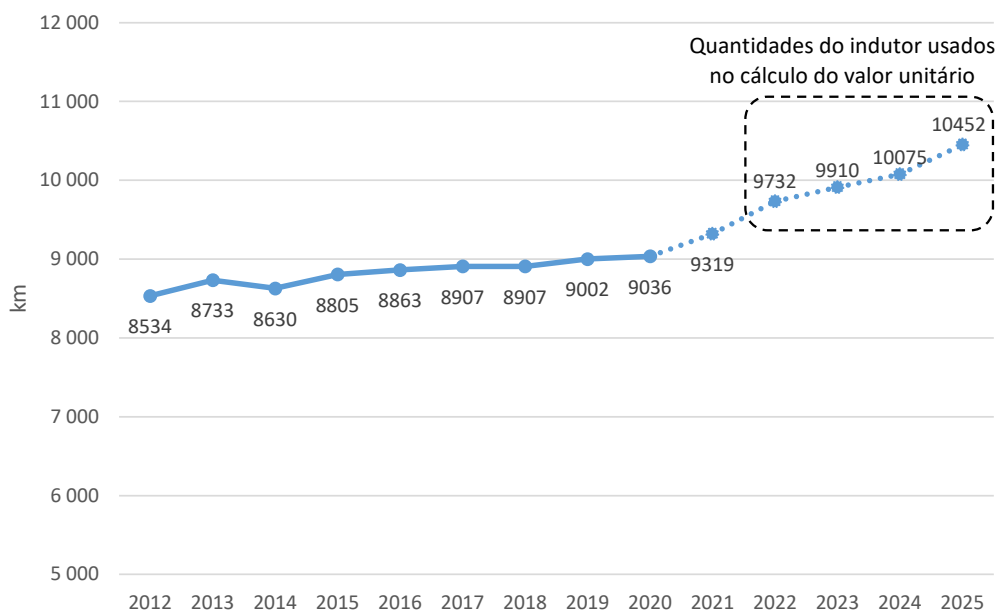
No grupo das grandezas físicas relacionadas com a dimensão e capacidade da rede, verifica-se que a extensão da rede, número de painéis e potência de transformação instalada são as que apresentam maiores correlações com as amortizações, pese embora todas possam ser parcialmente controladas pela empresa na fase de planeamento da rede e possam refletir uma visão futura suportada por mais investimentos em capacidade. Todavia, o facto de estarem enquadradas por planos de investimentos, sujeitos a parecer da ERSE, mitiga este efeito.

Face a outras grandezas neste grupo, a utilização da extensão da rede como indutor de custo tem a vantagem de internalizar no modelo regulatório, mesmo que parcialmente, os efeitos que resultem de alterações dos traçados das linhas entre a fase de planeamento e a sua construção, nomeadamente por motivos sociais e ambientais. Este aspeto traduz-se num menor controlo da empresa sobre esta grandeza física, designadamente quando comparada com a potência de transformação ou o número de painéis em subestações.

Pelos motivos expostos, a ERSE considera que a **extensão da rede** e a **potência ligada para produtores**, são indutores físicos adequados para o primeiro período de regulação em que é aplicada a metodologia de regulação por incentivos ao TOTEX da atividade de TEE, sendo ambos passíveis de verificação, através de auditoria específica, e de monitorização pela ERSE com base em diferentes fontes, o que atenua eventuais assimetrias de informação entre regulador e empresa.

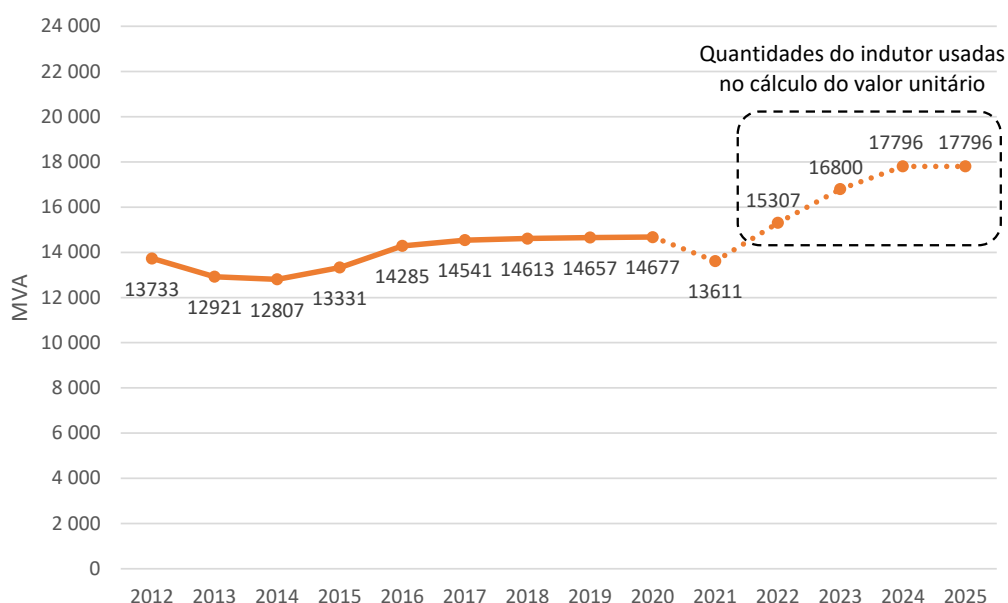
A evolução histórica e as previsões da REN para estas duas grandezas físicas apresentam-se na Figura 2-11 e na Figura 2-12, constatando-se que ambas têm previsões de evolução regulares mas de crescimento acentuado no período de regulação 2022-2025.

Figura 2-11 - Evolução da extensão da rede de transporte no período de 2012 a 2025



Fonte: ERSE, REN

Figura 2-12 - Evolução da potência ligada à rede de transporte para produtores no período de 2012 a 2025



Fonte: ERSE, REN

Como já anteriormente referido, o valor unitário de 2022 a aplicar nas componentes variáveis do TOTEX associadas a indutores físicos internalizou as previsões da empresa de quantidades para todo o período de regulação, adotando-se um princípio de cálculo semelhante ao de um custo incremental de longo prazo.

Tratando-se de indutores físicos com tendência crescente e atendendo ao facto do perfil temporal das diferentes parcelas do TOTEX ter sido alisado¹⁸, esta opção para o cálculo do valor unitário tem impacto no proveito permitido do ano 2022 por via das componentes variáveis com evolução através destes indutores físicos, as quais deixam de ser iguais à proporção das parcelas de TOTEX, determinadas no cálculo da base de custos, que lhes foram alocadas.

A figura seguinte resume os indutores de custos, e respetivos pesos, na atividade de TEE, apresentando igualmente as etapas de afetação das parcelas da base de custos TOTEX às diferentes componentes variáveis com indutores económico-financeiros, com indutores físicos e à componente fixa. É também

¹⁸ Relativamente à previsão para a parcela do OPEX incorporada neste cálculo, assumiu-se que será constante ao longo de todo o período de regulação 2022-2025.

ilustrado o recálculo da base de custos TOTEX em 2022, que se torna necessário devido à metodologia de obtenção do valor unitário a aplicar aos indutores físicos.

Figura 2-13 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de TEE e recálculo do TOTEX para o ano 2022 por aplicação dos indutores físicos

1 - Componentes iniciais da Base de custos TOTEX PR 2022-2025			2 - Desagregação da Base de custos TOTEX por média do indutor no PR 2022-2025			3 - Recálculo da Base de custos TOTEX para o ano 2022, com valor do indutor em 2022		
Componentes TOTEX TEE a distribuir por Indutores	% TOTEX Total PR 2022-2025	Montante (milhares EUR)	Componentes TOTEX TEE	Peso PR 2022-2025	(A) = Valor unitário Indutor 2022	Indutor	(B) = Valor do Indutor T2022	(A) x (B) = Montante de cada componente (milhares EUR)
CAPEX - Remuneração RAB pré 2022 (Sem prémio, a custos reais)	13,5%	35 882	Componente variável unitária - Condições de financiamento pré 2022 de ativos sem prémio, a custos reais, ajustado de meta de eficiência (€Milhões/(Tx. remuneração*fator neutralização eficiência))	13,5%	815,50828	Tx. remuneração*fator neutralização eficiência	4,40%	35 882
CAPEX - Remuneração RAB pré 2022 (Com prémio, a custos de referência)	19,1%	50 524	Componente variável unitária - Condições de financiamento pré 2022, de ativos com prémio, a custos ref., ajustado de meta de eficiência (€Milhões/(Tx. Remuneração CRef*fator neutralização eficiência))	19,1%	981,04876	Tx. Remuneração CRef*fator neutralização eficiência	5,15%	50 524
CAPEX - Amortizações pré 2022 (Sem prémio, a custos reais)	24,3%	64 311	Componente variável unitária - Componente com ajustamento meta de eficiência pré 2022 (€Milhões/fator neutralização eficiência)	45,8%	121,44402	fator neutralização eficiência	1	121 444
CAPEX - Amortizações pré 2022 (Com prémio, a custos de referência)	21,6%	57 133						
CAPEX - Remuneração RAB pós 2022	4,3%	11 391	Componente variável unitária- Condições de financiamento pós 2022 (€Milhões/Taxa de remuneração)	4,3%	258,88688	Taxa de remuneração	4,40%	11 391
CAPEX - Amortizações pós 2022	5,2%	13 742	Componente variável unitária - Potência Ligada Produtores rede transporte (€/MVA)	2,2%	339,16384	Pot. Ligada Produtores (MVA)	15 307	5 191
OPEX	12,1%	32 055	Componente variável unitária - Kms de rede (€/Km)	2,2%	570,74559	Kms de rede (kms)	9 732	5 555
IREI	0,0%	0	Componente Fixa (€Milhares)	13,0%	34 348	n.a.	n.a.	34 348
TOTEX Total PR 2022-25	100%	265 038	TOTEX Total T2022	100%				264 336

-703 milhares de euros

Fonte: ERSE, REN

Como se pode inferir da figura, as componentes variáveis com indutores económico-financeiros representam cerca de 83% do valor do TOTEX para 2022 da atividade de TEE. Como anteriormente descrito, estes indutores estão associados à parcela de CAPEX de ativos anteriores a 2022 (amortizações e remuneração de ativos) e à parcela de remuneração de ativos posteriores a 2022, conforme determinadas no ponto 2.3.1.

Recorde-se, que a existência dos indutores económico-financeiros, por um lado assegura o cumprimento da disposição do número 4 do artigo 118.º do Regulamento Tarifário, excluindo da aplicação de metas de

eficiência os custos com capital referentes aos ativos já em exploração antes de 2022, e, por outro, assegura a decisão da ERSE de fazer o mecanismo de indexação da taxa de remuneração atuar também nas atividades sujeitas a metodologias de regulação por incentivo aplicadas ao TOTEX.

Já o valor remanescente da base de custos TOTEX, cerca de 18% (OPEX e amortizações de ativos a transferir para exploração de 2022 em diante), ao ser repartida numa proporção de 75% para a componente fixa e de 25% para as componentes que variam com indutores físicos, origina uma componente fixa com um peso próximo de 13% nos proveitos permitidos de 2022 e componentes variáveis com pesos de 2,2% para cada um dos indutores físicos, por se ter optado por uma repartição equitativa entre eles.

Devido à metodologia usada para calcular os valores unitários das componentes variáveis dos indutores físicos, que internaliza as quantidades futuras, verifica-se que ao recalculer o TOTEX aplicando os valores unitários à potência ligada de produtores e à extensão da rede previstas para 2022, obtém-se um valor de proveitos em 2022 cerca de 0,7 milhões de euros abaixo da base de custos TOTEX determinada no ponto 2.3.1, sendo esta diferença naturalmente anulada ao longo do período de regulação com a evolução da atividade.

2.3.3 META DE EFICIÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE TEE

Para providenciar robustez à escolha da meta de eficiência a aplicar no período de regulação 2022-2025, analisou-se a evolução dos custos de OPEX e TOTEX da atividade, bem como o estudo de *benchmarking* internacional realizado entre 2018 e 2019 (Project CEER-TCB18 - *Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity Transmission System Operators*). Os resultados deste *benchmarking* europeu, nos quais participaram vários TSO, foram comunicados ao operador da Rede de Transporte.

Através da análise de desempenho da TEE, conclui-se que a empresa tem registado uma diminuição ao nível do OPEX, se excluídos os custos com a rubrica de limpeza de florestas. Deste modo, verifica-se que os custos reais da TEE têm-se aproximado dos custos aceites definidos pela ERSE no início de cada período de regulação, com exceção do último ano real, de 2020, em resultado, principalmente, do aumento dos custos com limpeza de florestas.

Para este novo período de regulação, a meta de eficiência definida será aplicada ao OPEX e ao CAPEX que entra em exploração a partir de 2022, assim importa evidenciar a evolução do TOTEX. Desde 2017 que os custos reais se têm afastado dos custos aceites, tornando-se inferiores a estes últimos, como anteriormente ilustrado na Figura 2-4.

Pela análise do estudo de *benchmarking* internacional, observou-se que o nível de eficiência da REN é inferior à média, no entanto, este resultado poderá ter sido influenciado por questões metodológicas, associadas a uma má interpretação da informação por parte do consultor¹⁹.

Uma das análises de sensibilidade realizada nesse estudo²⁰ aponta para que a eficiência do operador da rede de transporte seja superior caso seja feito um ajustamento à questão dos ativos anteriores a 1993, embora ainda afastado da fronteira de eficiência, isto é, das empresas de transporte mais eficientes da amostra.

Deste modo, a ERSE entende que face: i) ao percurso de diminuição dos custos apresentado pela empresa, excluindo os custos com as florestas; ii) as incertezas quanto ao posicionamento efetivo da eficiência da atividade de transporte desenvolvida pela REN face às suas congéneres europeias; iii) e à repartição de ganhos efetuada na definição da base de custos, adequado manter a meta de eficiência atual, de **1,5%**.

2.3.4 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE TEE

O Quadro 2-4 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2020-2025.

¹⁹ O valor dos ativos registados nos anos anteriores a 1994 nas contas da REN, foram-no a preços de 1993, mas com a data de entrada em exploração efetivamente ocorrida em data anterior, para cada um desses ativos. De modo a normalizar o efeito o efeito da inflação, o consultor aplicou taxas de inflação tendo em conta as datas de entrada em exploração indicadas, podendo ter inflacionado duas vezes esses ativos.

²⁰ No sentido de padronizar a vida útil dos ativos.

Quadro 2-4 - Parâmetros para o período de regulação 2022-2025 – Atividade de TEE

Parâmetros TEE	2022	2023-2025
	Base de custos TOTEX (milhares de euros)	264 336
Fator de eficiência		1,50%
Componente variável unitária - Potência Ligada Produtores rede transporte (€/MVA)	339	
Componente variável unitária - Condições de financiamento pré 2022 de ativos sem prémio, a custos reais, ajustado de meta de eficiência (€Milhões/(Tx. remuneração*fator neutralização eficiência))	815,50828	
Componente variável unitária - Condições de financiamento pré 2022, de ativos com prémio, a custos ref., ajustado de meta de eficiência (€Milhões/(Tx. Remuneração CRef*fator neutralização eficiência))	981,04876	
Componente variável unitária - Componente com ajustamento meta de eficiência pré 2022 (€Milhões/fator neutralização eficiência)	121,44402	
Componente variável unitária- Condições de financiamento pós 2022 (€Milhões/Taxa de remuneração)	258,88688	
Componente variável unitária - Kms de rede (€/Km)	570,74559	
Componente Fixa (€Milhares)	34 348	

Fonte: ERSE

2.4 MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS PARA A ATIVIDADE TEE

2.4.1 ENQUADRAMENTO

Neste novo período de regulação, em complemento da metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais nas atividades de TEE e de DEE, introduziu-se um mecanismo de partilha de ganhos ou perdas, ocorridas no período de regulação²¹, que é ativado apenas a partir de determinados limiares de rentabilidade.

²¹ N.º 5 do artigo 118.º, n.º 5 do artigo 125.º e n.º 5 do artigo 126.º do Regulamento Tarifário. A justificação e a mecânica deste incentivo encontram-se detalhados nos documentos associados à Consulta Pública n.º 101: <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-101/>.

Este mecanismo é calculado passado um ano do fim do período de regulação ao qual se aplica (ou seja, no segundo ano do período de regulação seguinte), de modo a utilizar valores reais e auditados de todos os anos do período de regulação. De modo a minimizar os riscos de instabilidade tarifária, os montantes que possam advir da aplicação do mecanismo são repercutidos gradualmente até ao fim do período de regulação seguinte (entre o segundo e o último ano), garantindo a neutralidade financeira dessa repercussão gradual.

Em linhas gerais, o mecanismo adotado pretende avaliar, para cada ano do período de regulação, os desvios de rentabilidade da atividade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE. Uma vez que o mecanismo de partilha tem aplicação no horizonte de um período de regulação, a sua ativação resultará da comparação da média das rentabilidades operacionais regulatórias verificadas nos anos desse período de regulação com a média das taxas de remuneração no mesmo período.

No cálculo da rentabilidade não são considerados os proveitos permitidos fora das bases de custos que constituem o TOTEX e que foram descritas nos pontos anteriores, nem os que decorrem dos incentivos aplicados à atividade de TEE, ou seja, do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT).

De modo a que o mecanismo seja progressivo e permita incentivar de facto as empresas a terem ganhos de eficiência, existem três bandas, que correspondem a diferentes magnitudes de desvios da rentabilidade, por excesso ou por defeito, em relação à taxa de remuneração dos ativos, caracterizadas da seguinte forma:

- banda normal, em que a rentabilidade se encontra dentro de valores normais em relação à taxa de remuneração, não havendo lugar a qualquer partilha de ganhos ou perdas entre empresas e consumidores;
- banda moderada, em que a rentabilidade se desvia moderadamente da taxa de remuneração (acima de um *spread* designado por δ^{MOD} , mas abaixo do *spread* que define o início da banda extrema), havendo lugar a uma partilha equitativa de ganhos ou perdas entre empresas e consumidores, ou seja, com fator de partilha igual a 0,5;
- banda extrema, em que a rentabilidade se desvia criticamente da taxa de remuneração (acima de um *spread* designado por δ^{EXT}), havendo lugar a uma reposição total de ganhos ou perdas que se verifiquem acima do limiar da banda, ou seja, o fator de partilha dentro desta banda é igual a 1.

Desta forma, para a aplicação deste mecanismo será necessário definir os parâmetros que delimitam as três bandas. Em concreto, para a atividade de transporte de energia elétrica, os parâmetros a definir são:

- δ_{URT}^{MOD} : *spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica;
- δ_{URT}^{EXT} : *spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

Os critérios que competem para a escolha destes *spreads* δ são os seguintes:

- impacte na rentabilidade final obtida pela empresa – pretende-se não comprometer a solvabilidade da empresa, pelo que a rentabilidade final efetiva após aplicação da partilha não pode resultar numa taxa inferior ao custo da dívida antes de impostos considerado no cálculo do custo de capital (WACC) definido para o novo período de regulação²². Ao mesmo tempo, tendo em conta este referencial e a simetria da aplicação do mecanismo, quer-se assegurar que a banda extrema não seja demasiada elevada face ao custo de oportunidade da atividade, de modo a impedir a criação de rendas regulatórias;
- impacte nos sinais da regulação por incentivos – pretende-se garantir que se mantêm incentivos à redução de custos e ao aumento da eficiência na alocação de recursos, tão mais fortes quanto maior for o potencial de ganho para a empresa. Ou seja, o mecanismo deve garantir uma margem adequada entre o montante potencial de ajustamentos que resulta da sua aplicação e a parcela da base de custos TOTEX sujeita a metas de eficiência, de modo a não limitar em demasia os sinais da regulação por incentivos aplicada ao TOTEX;
- especificidades das empresas – devem considerar-se as especificidades das empresas em termos de estrutura de custos, com vista a assegurar uma aplicação equivalente do mecanismo nas diferentes atividades, o que se pode traduzir na definição de *spreads* diferentes mas a que correspondem margens de atuação semelhantes.

2.4.2 PARÂMETROS

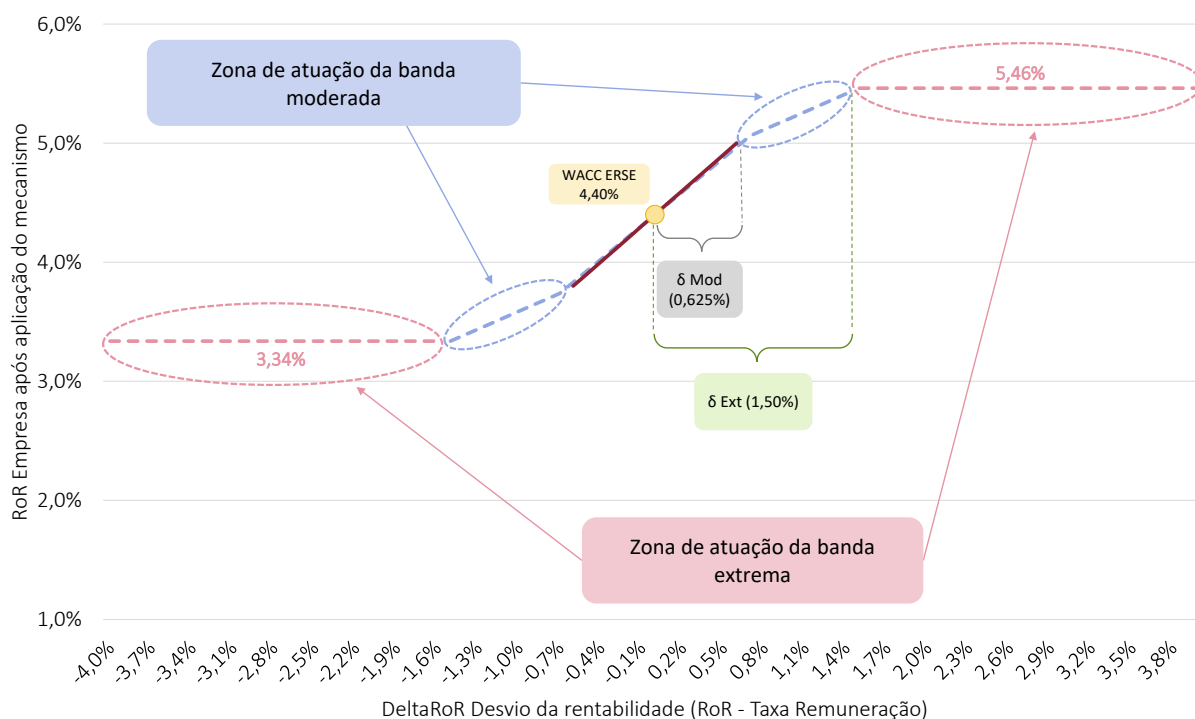
Ponderados os impactes da amplitude da banda aplicável à atividade de TEE na rentabilidade da empresa e na eficácia dos incentivos subjacentes à metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX, o valor do *spread*

²² No capítulo 8 encontra-se a explicação detalhada desta variável.

da banda extrema δ_{URT}^{EXT} adotado para a TEE é de 1,500pp. O valor do *spread* para a definição da banda moderada δ_{URT}^{MOD} foi calculado proporcionalmente ao definido pela ERSE para os valores das banda da DEE, fixando-se em 0,625pp. Na definição destes valores foi tido em conta que a rentabilidade final efetiva após aplicação da partilha não resultasse numa taxa inferior ao custo da dívida antes de impostos.

Aplicando a metodologia apresentada anteriormente, foi realizada uma simulação cujos resultados em termos de intervalo de valores possíveis de rentabilidade a obter pela empresa se apresentam na figura seguinte.

Figura 2-14 – Simulação de intervalo de variação da rentabilidade efetiva da atividade de TEE após aplicação do mecanismo de partilha



Fonte: ERSE, REN

De acordo com os pressupostos utilizados nesta simulação, calculou-se também o impacte da aplicação do mecanismo de partilha, com os parâmetros definidos, no montante de desvio máximo anual disponível para a empresa.

Por mera referência, visto o valor do mecanismo ser calculado para o conjunto do período de regulação e não apenas para um ano, refira-se que o valor de desvio máximo anual obtido representa mais de 40% dos

proveitos da TEE sujeitos a metas de eficiência (OPEX e CAPEX pós 2022). Esta simulação não considera o efeito de evolução da atividade ao longo do período de regulação.

O desvio máximo anual de lucros permitidos reais disponível para a atividade de TEE, face à rentabilidade definida pela ERSE, representa uma maior percentagem dos proveitos permitidos sujeitos a metas de eficiência do que na atividade de DEE, como se pode verificar no ponto 5.4.2. Este efeito resulta de um maior peso dos proveitos sujeitos a metas de eficiência na DEE, onde a componente OPEX é mais significativa. Face ao exposto, a ERSE entende que existem motivos fundamentados para a diferenciação de bandas entre as atividades de DEE e de TEE. A diferenciação de bandas permite assegurar a aplicação da mesma abordagem regulatória às duas atividades, com um tratamento equivalente perante situações diferentes. Em suma, apesar de paradoxal, a equidade de tratamento das atividades de DEE e de TEE obriga à aplicação de bandas diferenciadas nessas atividades.

O quadro seguinte resume os parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas aplicáveis à atividade de TEE para o período de regulação 2022-2025.

Quadro 2-5 – Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de TEE para o período de regulação 2022-2025

Parâmetro	Descrição	Valor PR 2022-2025
δ_{URT}^{MOD}	<i>spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	0,625%
δ_{URT}^{EXT}	<i>spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	1,500%

2.5 PARÂMETROS DO MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT PARA O PERÍODO REGULATÓRIO 2022 - 2025

BREVE DESCRIÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

O mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 23 de agosto.

O incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT visa incentivar o operador da RNT a melhorar o desempenho técnico da RNT, avaliando a capacidade da RNT em dar resposta às lacunas resultantes da evolução da atividade de transporte num contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético e adequando os investimentos necessários em conformidade.

O desempenho técnico da RNT compreende a avaliação, conjunta, da resposta da RNT às necessidades em termos da disponibilidade do equipamento da RNT, os níveis de qualidade de serviço, a capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados, entre outros fatores.

O valor anual do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT é calculado através de

$$IMDT_{URT,t} = \begin{cases} IMDT_{inf} & , \text{ se } DT_t < DT_{min,t} \\ \frac{2 \times IMDT_{sup}}{DT_{max,t} - DT_{min,t}} \times (DT_t - DT_{ref,t}) & , \text{ se } DT_{min,t} \leq DT_t \leq DT_{max,t} \\ IMDT_{sup} & , \text{ se } DT_t > DT_{max,t} \end{cases}$$

$$DT = \frac{\alpha_1 \times I_{DISP} + \alpha_2 \times I_{QST} + \alpha_3 \times I_{interl}}{\sum_1^3 \alpha_i}$$

em que:

$IMDT_{URT,t}$ Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, no ano t

t Ano de cálculo de tarifas

$IMDT_{sup}$ Parâmetros, a definir pela ERSE, que limitam superiormente o valor do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT

$IMDT_{inf}$	Parâmetros, a definir pela ERSE, que limitam inferiormente o valor do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT
DT_t	Indicador Desempenho Técnico da RNT, que reflete a performance da RNT em termos de disponibilidade dos ativos em exploração, níveis de qualidade de serviço, capacidade de interligação internacional disponível para fins comerciais, no ano t
I_{DISP}	Indicador que avalia a disponibilidade do equipamento da RNT, que assume o valor 0 ou 1
I_{QST}	Indicador que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT, que assume o valor 0 ou 1
I_{Interl}	Indicador que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados, que assume um valor entre -0,5 e +0,5
α_i	Peso relativo do indicador I_i , que assumirão os valores $\alpha_1 = 1$, $\alpha_2 = 1$ e $\alpha_3 = 2$
$DT_{min,t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limitam o valor mínimo do indicador de desempenho técnico da RNT, para efeitos da aplicação do incentivo
$DT_{max,t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limitam o valor máximo do indicador de desempenho técnico da RNT, para efeitos da aplicação do incentivo.
$DT_{ref,t}$	Parâmetro, a definir pela ERSE, que define a referência do indicador de desempenho técnico, para efeitos da aplicação do incentivo.

Indicador “Manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT” (I_{DISP})

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

O indicador I_{DISP} é determinado com base na média móvel da disponibilidade registada nos últimos 3 anos com dados reais²³ (P_{DISP}). A disponibilidade é determinada de acordo com o indicador Tcd ²⁴ estabelecido no RQS.

Para cada ano, é verificado se o valor da média móvel de 3 anos é ou não superior a um valor de referência.

Caso o valor seja inferior, o indicador I_{DISP} terá valor zero, caso seja cumprido o requisito mínimo, o indicador terá valor unitário, de acordo com a seguinte expressão:

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

em que P_{DISP} é a média móvel da disponibilidade registada nos últimos 3 anos com dados reais.

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

$$Tcd = \alpha \times Td_{cl} + (1 - \alpha) \times Td_{tp}$$

O fator de ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, α , assume o valor de 0,78.

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

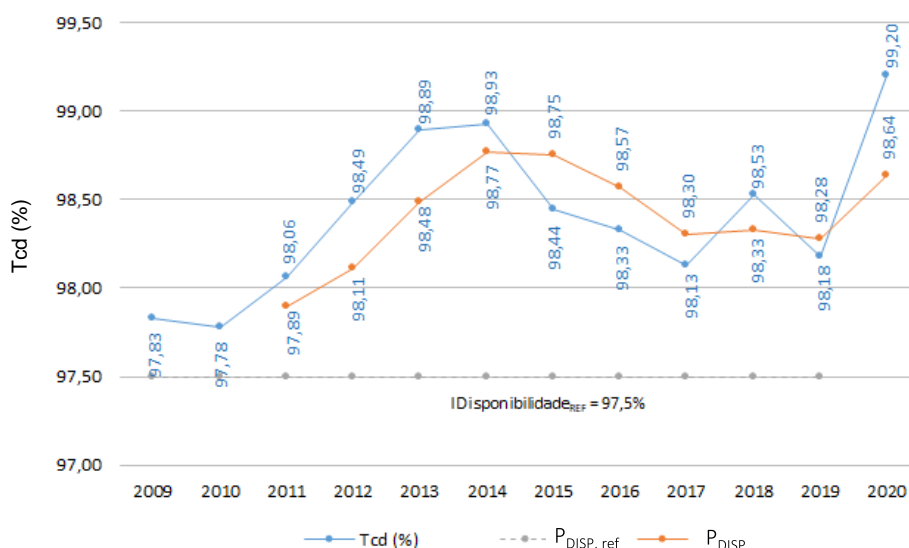
Tendo por base o valor de referência que estava estabelecido no incentivo à manutenção da disponibilidade de elementos da RNT (MEEFVU), que vigorou até 2017, e no incentivo à racionalização económica do investimento (IREI), que vigorou entre 2018 e 2021, o valor de referência ($I_{Disp \text{ ref}}$) manter-se-á em 97,5% para o período regulatório 2022-2025, tal como ocorreu ao longo dos quatro períodos de aplicação dos referidos incentivos.

²³ Como exemplo, para o cálculo do ano de 2022, o indicador terá em conta os dados reais dos anos de 2020, 2021 e 2022.

²⁴ Taxa combinada de disponibilidade que resulta da ponderação das taxas de disponibilidade média dos circuitos de linha e dos transformadores de potência, de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 2 do Manual de Procedimentos do RQS.

A manutenção do valor deve-se ao facto de se considerar que a disponibilidade dos elementos da RNT está, pelo menos, ao nível das outras redes de transporte europeias de eletricidade, e por isso, não existe justificação para ser mais exigente com o operador da RNT.

Figura 2-15 - Evolução da taxa de disponibilidade



Indicador “Manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT” (I_{QST})

Este indicador, que avalia os níveis de qualidade de serviço técnica da RNT, pretende garantir que as decisões de investimento do ORT não conduzem a uma degradação da continuidade de serviço de fornecimento de energia elétrica já alcançada.

O indicador I_{QST} está associado à média móvel do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE) registado nos últimos 3 anos com dados reais²⁵ (P_{QST}), sendo o indicador de continuidade de serviço TIE determinado conforme o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)²⁶.

²⁵ Como exemplo, para o cálculo do ano de 2022, o indicador terá em conta os dados reais dos anos de 2020, 2021 e 2022.

²⁶ Tempo de interrupção equivalente – Indicador que representa o tempo de interrupção, em minutos, resultante de interrupções longas, da potência média fornecida expectável (no caso de não ter havido interrupções) num determinado período de tempo estabelecido (trimestre ou ano civil) de acordo com o estabelecido no Procedimento n.º 2 do Manual de Procedimentos do RQS.

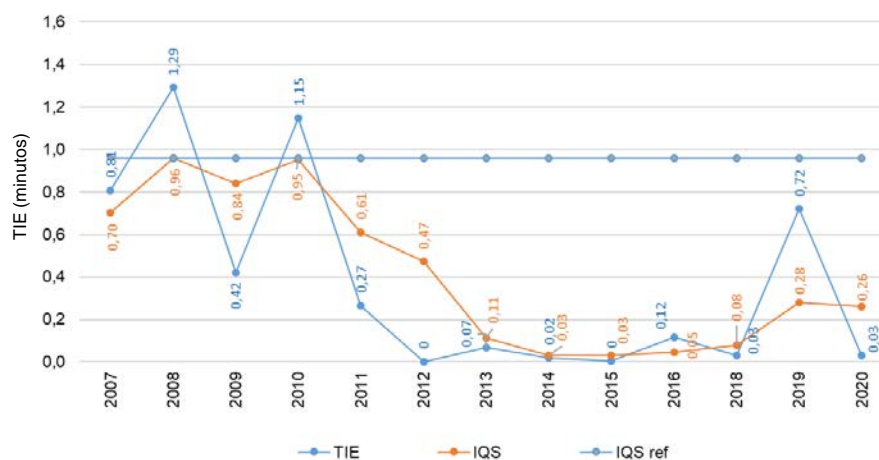
Para cada ano, é verificado se o valor da média móvel de 3 anos é ou não superior a um valor de referência que corresponde ao valor máximo de TIE aceite. Caso o valor seja inferior, o indicador I_{QST} terá valor zero, caso seja cumprido o requisito mínimo, o indicador terá valor unitário, de acordo com a seguinte expressão:

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

em que P_{QST} é a média móvel do TIE nos últimos 3 anos com dados reais.

Tendo por base a evolução histórica do TIE e o valor máximo registado nos últimos anos, o valor de referência ($P_{QST \text{ ref}}$) será de 0,96 minutos para o período regulatório 2020-2025. Do mesmo modo que o indicador afeto à disponibilidade, também a qualidade de serviço da RNT está num nível superior ao de outras redes de transporte europeias, e, por isso, não existe necessidade de reduzir o valor de referência que estava estabelecido no incentivo à racionalização económica do investimento (IREI), que vigorou entre 2018 e 2021.

Figura 2-16 - Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE)



Indicador “Nível de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados” (I_{Interl})

Este indicador, que avalia os níveis de capacidade de interligação disponibilizada aos mercados, pretende valorizar decisões do ORT que permitam disponibilizar mais capacidade da interligação internacional para fins comerciais, sem prejuízo do respeito pela segurança da rede e a segurança de abastecimento dos consumos, evitando o investimento desnecessário em mais linhas de interligação.

No incentivo à racionalização económica do investimento (IREI), que vigorou de 2018 a 2021, foi introduzido um indicador que relacionava os valores de capacidade de importação disponibilizados pelo operador da RNT ao mercado diário no dia d-1, com a soma dos valores as capacidades térmicas das linhas de interligação, premiando o operador se o rácio destas grandezas (média móvel dos últimos 3 anos) superasse um limiar pré-estabelecido pela ERSE.

Ao longo do período regulatório anterior, a capacidade de interligação disponibilizada para fins comerciais aumentou em 1000 MW.

O novo incentivo IMDT mantém um indicador associado à capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário, mas representa uma evolução face ao indicador anterior, na medida em que a meta a atingir passa a estar relacionada com os objetivos impostos a nível europeu pelo Regulamento n.º 2019/943, de 5 de junho, que estabelece que os operadores de redes de transporte não devem limitar o volume de capacidade de interligação a disponibilizar a participantes no mercado para resolverem congestionamentos no seio das suas próprias zonas de ofertas, ou como meio de gerir os fluxos resultantes de transações internas para zonas de ofertas.

Para tal, o artigo 15.º desse Regulamento estabelece ainda que os objetivos são cumpridos se for atingido um nível mínimo de capacidade disponível para o comércio interzonal de 70 % da capacidade de transporte (“meta da interligação”) durante todas as horas do ano, cabendo a cada operador da rede respeitar os limites de segurança operacional após dedução de emergências, tal como determinado nos termos da orientação relativa à atribuição de capacidade e a gestão de congestionamentos, adotada com base no artigo 18.º, n.º 5, do Regulamento (CE) n.º 714/2009.

Está ainda prevista a possibilidade de cada operador de rede de transporte poder solicitar a emissão de uma derrogação que permita um cumprimento gradual ao longo dos anos da percentagem das horas em que a “meta da interligação” é cumprida, tendo que ser assegurado que o objetivo final de cumprimento da “meta da interligação” em todas as horas do ano seja verificada, o mais tardar, até 2025²⁷.

O operador da RNT solicitou à ERSE uma derrogação, que foi aprovada, da aplicação desta norma durante 2020 e goza atualmente de uma segunda derrogação aprovada pela ERSE, que prevê que, em 2021, seja

²⁷ A verificação do cumprimento da meta anual deverá ser determinada de acordo com a metodologia aprovada pela ACER, através da Recomendação 01/2019, baseada no conceito de capacidade mínima, denominado “Minimum Margin Available for Cross Zonal Trade” (MACZT).

cumprida a “meta de interligação” durante pelo menos 70% das horas do ano. A monitorização que a ERSE está a fazer da situação de forma coordenada com a ACER e restantes entidades reguladoras nacionais, tendo em conta os cálculos disponíveis de abril a agosto de 2021 e aqueles que resultaram da aplicação da metodologia durante todo o ano de 2020²⁸, permite verificar uma melhoria clara de desempenho durante 2021.

Com base nestes pressupostos, na revisão do Regulamento Tarifário de agosto de 2021, a ERSE estabeleceu no IMDT um indicador associado à interligação (**I_{inter}**) que mede a percentagem das horas do ano em que a “meta da interligação” é assegurada, associado a um mecanismo de incentivo com caráter simétrico, permitindo ao operador da RNT obter um desempenho positivo se acima do valor de referência ou um desempenho negativo, se abaixo desse valor de referência.

A aferição deste indicador de desempenho associado à capacidade disponível da interligação será efetuada pela ERSE, no cumprimento da sua obrigação de monitorização do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal, de acordo com as regras da Recomendação da ACER n.º 1/2019, que será concretizada através da publicação anual, até 2025, de um relatório de “Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização anual do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal”.

Ao longo dos anos, até 2025, o valor de referência, e respetivos valores mínimos e máximos do indicador, terão uma tendência crescente, garantindo-se que, o mais tardar, em 2025, se atinge o objetivo final de durante 100% do tempo se cumprir “a meta de interligação”. Tal como apresentado, o montante de prémio ou penalidade que irá resultar desta componente está associado à capacidade do operador da RNT antecipar o cumprimento das sucessivas referências anuais.

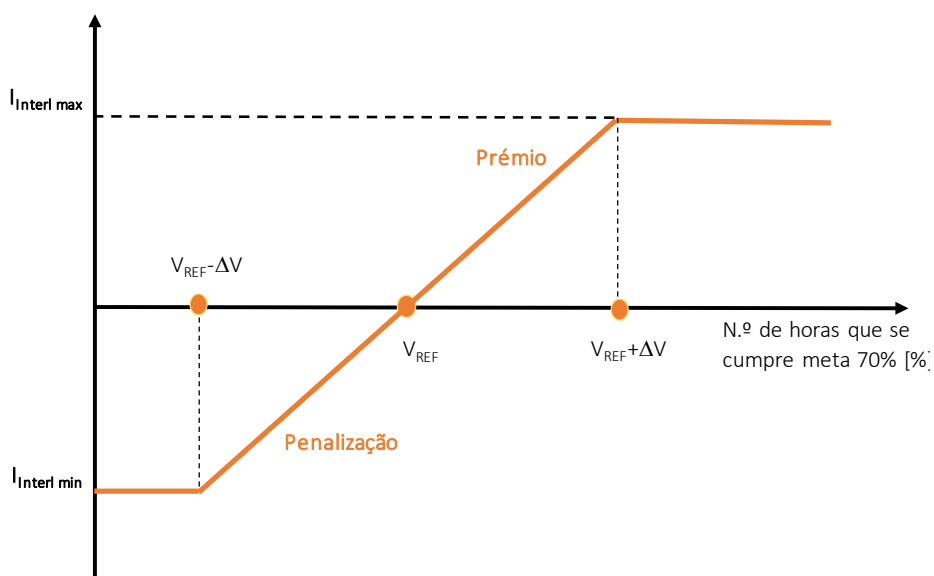
²⁸ [ACER Report on the result of monitoring the margin available for cross-zonal electricity trade in the EU in the second semester of 2020](#)

Quadro 2-6 - Parâmetros a aplicar no mecanismo associado ao indicador Interligação para o período de regulação de 2022-2025

	$V_{Ref} - \Delta V$	V_{Ref}	$V_{Ref} + \Delta V$
2022	67,5%	72,5%	77,5%
2023	77,5%	82,5%	87,5%
2024	87,5%	92,5%	97,5%
2025	90,0%	95,0%	100,0%

A Figura seguinte ilustra o mecanismo simétrico aplicado ao indicador associado à interligação (I_{Interl}), para todos os anos do período regulatório, cujos parâmetros são fixados de modo a atingir as metas definidas no Quadro 2-6, revisto no sentido de resolver a descontinuidade de 2025 face à proposta original.

Figura 2-17 - Mecanismo associado à determinação do Indicador da Interligação (I_{Interl})



PARÂMETROS DO INCENTIVO IMDT

O Quadro 2-7 apresenta um resumo dos parâmetros definidos pela ERSE para o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, no período regulatório 2022-2025.

Quadro 2-7 - Parâmetros a aplicar no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT para o período de regulação de 2022-2025

Parâmetro	Valor
α_{Tcd}	0,78
$I_{Disp\ ref}$	97,5%
$I_{QST\ ref}$	0,96 min
$I_{interl\ min\ 2022}$	67,5%
$I_{interl\ min\ 2023}$	77,5%
$I_{interl\ min\ 2024}$	87,5%
$I_{interl\ min\ 2025}$	90,0%
$I_{interl\ ref\ 2022}$	72,5%
$I_{interl\ ref\ 2023}$	82,5%
$I_{interl\ ref\ 2024}$	92,5%
$I_{interl\ ref\ 2025}$	95,0%
$I_{interl\ max\ 2022}$	77,5%
$I_{interl\ max\ 2023}$	87,5%
$I_{interl\ max\ 2024}$	97,5%
$I_{interl\ max\ 2025}$	100%
$DT_{min, 2022}$	-0,25
$DT_{min, 2023}$	-0,25
$DT_{min, 2024}$	-0,25
$DT_{min, 2025}$	-0,25
$DT_{max, 2022}$	0,75
$DT_{max, 2023}$	0,75
$DT_{max, 2024}$	0,75
$DT_{max, 2025}$	0,75
$DT_{ref, 2022}$	0,25
$DT_{ref, 2023}$	0,25
$DT_{ref, 2024}$	0,25
$DT_{ref, 2025}$	0,25
α_1	1
α_2	1
α_3	2
I_{DISP}	0 ou 1
I_{QST}	0 ou 1
I_{interl}	[-0,5;+0,5]
$IMDT_{inf}$	-20 000 000 €
$IMDT_{sup}$	20 000 000 €

3 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA DA REN

3.1 ENQUADRAMENTO

Neste capítulo, determinam-se os parâmetros da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) para o período de regulação de 2022 a 2025.

Até 2017, os proveitos da atividade de GGS foram determinados em base anual e através de uma metodologia de custos aceites, ao contrário das restantes atividades do setor elétrico reguladas pela ERSE, que têm sido sujeitas a metodologias de regulação por incentivos com aplicação de metas de eficiência. Para o período de regulação 2018-2021, a ERSE decidiu iniciar a aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de GGS, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência.

Entre os motivos que justificaram o alargamento da regulação por incentivos à atividade de GGS, destaca-se o facto de esta atividade ser desenvolvida no seio de um grupo empresarial em que a maioria das empresas desenvolvem atividades reguladas sujeitas à aplicação de metas de eficiência, o que poderá potenciar a subsidiação cruzada entre atividades com níveis de exigência diferentes.

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

Deste modo, a ERSE decidiu manter, para o atual período de regulação 2022-2025, uma metodologia do tipo *revenue cap* aos custos de exploração da atividade de GGS, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência. As metas de eficiência que se irão implementar no período de regulação, com um modelo de regulação por incentivos, serão aplicadas aos custos de exploração considerados controláveis. A manutenção de uma metodologia deste tipo na atividade de GGS tem como objetivo continuar a promover um comportamento mais eficiente por parte do operador da rede de transporte.

Todavia, no caso particular da atividade de GGS do setor elétrico, o facto de existirem novas obrigações, nomeadamente as que extravasam o contexto nacional, leva a que se continue a contemplar nesta metodologia de regulação, à semelhança do período de regulação que termina em 2021, uma parcela de

custos não sujeita à aplicação de metas de eficiência, para acomodar custos não previstos pelo regulador aquando da definição da base de custos.

Tendo em conta o exposto, os parâmetros definidos para a atividade de GGS para o período 2022-2025, são os seguintes:

- Metodologia do tipo *revenue cap* aplicada ao OPEX²⁹:
 - o base de custos de exploração para o ano 2022;
 - o fator de eficiência para o período de regulação 2022-2025.
- Custo de capital a aplicar aos ativos.

3.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE GGS

Para a definição dos diferentes parâmetros da atividade de GGS, 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», cujas conclusões mais relevantes para a determinação das bases de custos se destacam de seguida.

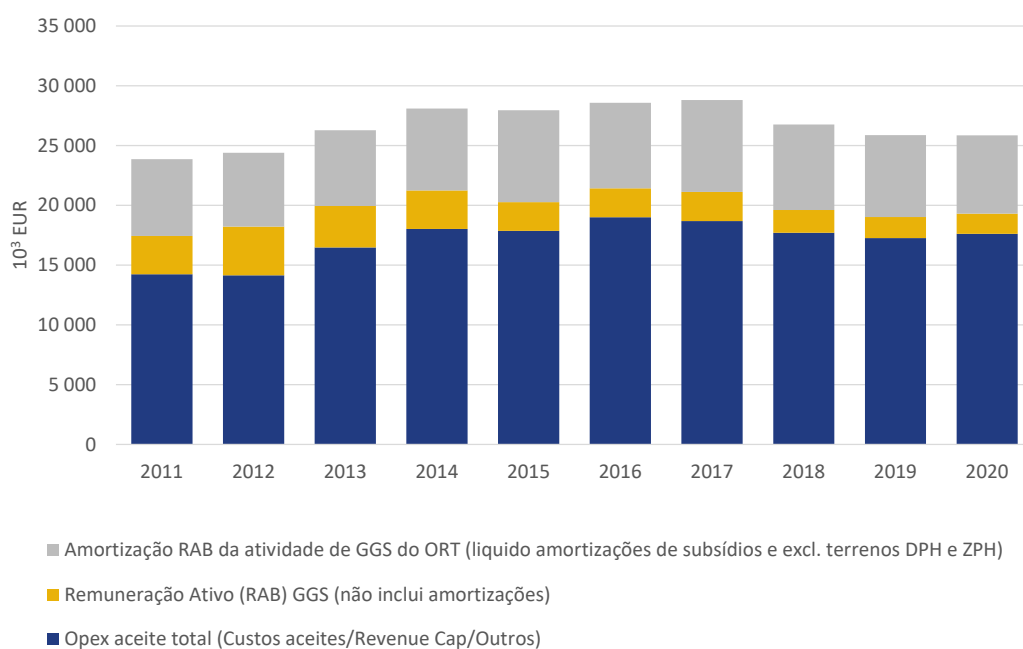
Na atividade de GGS o OPEX, que assume um peso importante na estrutura de custos da atividade, regista um peso de 68% dos proveitos em 2020. Na Figura 3-1 *infra*, é apresentada a evolução, quer dos custos de OPEX, quer dos custos de CAPEX (remuneração do ativo e amortizações).

A evolução do OPEX ao longo do período em análise teve uma tendência de crescimento até 2017, último ano de aplicação do um mecanismo de custos aceites, tendo atingido os 18,7 milhões de euros. Entre 2017 e 2020 o OPEX decresceu cerca de 5,3%, para 17,7 milhões de euros.

No entanto, em 2020, último ano em análise, o OPEX aumentou 5,2%, para 17,7 milhões de euros. Estas variações do OPEX entre 2018 e 2020 têm origem nos custos de plataformas afetas à atividade de GGS, na sua maioria relacionadas com obrigações do gestor de sistema no âmbito da legislação europeia, que são sujeitos a aprovação da ERSE e aceites fora do *revenue cap*, ou seja, não sujeitos à aplicação de metas de eficiência.

²⁹ Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*.

Figura 3-1 - Proveitos permitidos³⁰ – atividade de GGS
(preços correntes)



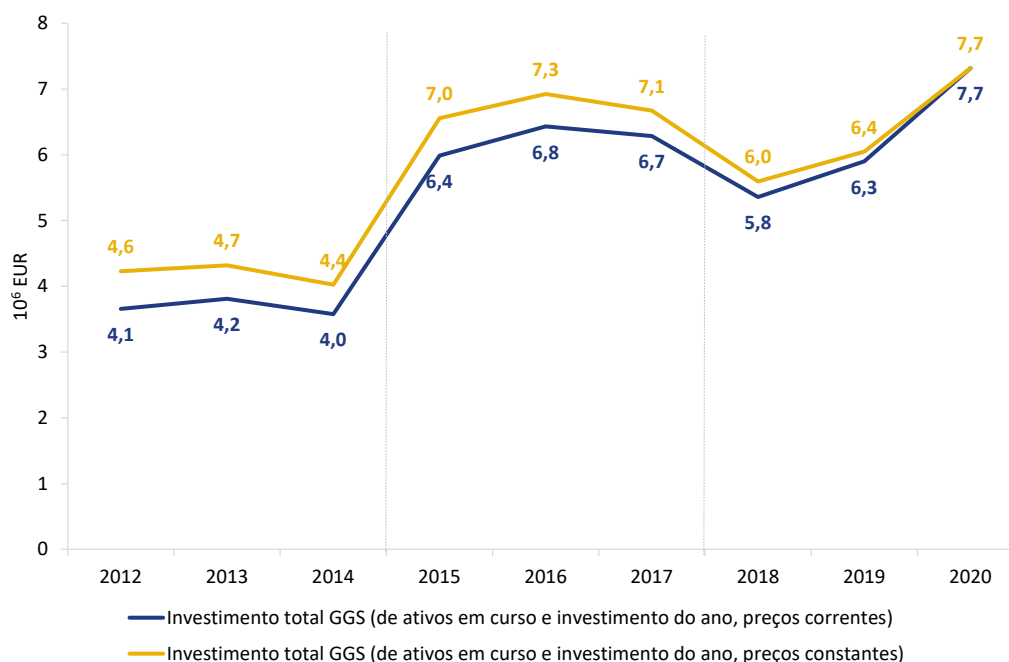
Fonte: ERSE, REN

O valor do CAPEX, ao qual é aplicada uma metodologia de regulação baseada em custos aceites³¹, observou uma redução de 18,6% entre 2017 e 2020, em resultado da redução do valor médio do ativo líquido remunerado e do valor das amortizações. Em 2020 o CAPEX diminuiu 4,6%, com as amortizações (com um peso de 80% no CAPEX) a registarem uma redução de 3,8%. A Figura 3-2 apresenta a evolução do investimento que tem impacto no montante de ativos regulados afetos à atividade de GGS.

³⁰ Não inclui o efeito dos ajustamentos (ajustamentos de t-2 e ajustamento de t-1, neste caso apenas no CAPEX).

³¹ A remuneração dos ativos relacionados com aproveitamento hidroelétricos, que fazem parte da base de ativos da atividade de GGS desde 2006, não é evidenciada por se encontrar no âmbito dos Custos de Interesse Económico Geral (CIEG), estando enquadrada pelos diplomas legais que definem a remuneração das parcelas associadas aos terrenos afetos ao Domínio Público Hídrico.

Figura 3-2 - Evolução do investimento – atividade de GGS



Fonte: ERSE, REN

Na atividade da GGS o investimento é caracterizado por alguma volatilidade, apresentando uma tendência de crescimento, após um período de alguma estabilidade até 2014. Entre 2015 e 2017, os valores dos investimentos registaram um aumento muito significativo. A média dos investimentos, a preços correntes, no período de regulação 2015-2017 (6,6 milhões de euros) foi cerca de 63% superior ao valor médio dos investimentos no período de regulação 2012-2014 (4,1 milhões de euros). No período de regulação 2018-2021 mantem-se esta tendência, com o valor médio dos três primeiros anos (2018 a 2020) a atingir os 6,6 milhões de euros.

3.3 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE GGS

3.3.1 BASE DE CUSTOS DE EXPLORAÇÃO PARA A ATIVIDADE DE GGS

Para o período de regulação 2022-2025 a ERSE manteve a metodologia de regulação da atividade de GGS, como referido anteriormente. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX para 2022, bem como as metas de eficiência a aplicar entre 2023 e 2025.

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui durante o mesmo consoante os indutores de custo³² (no caso do *price cap* ou *revenue cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

A metodologia do tipo *revenue cap* a aplicar ao OPEX da atividade de GGS não inclui componente variável com indutores de custos, contemplando apenas uma parcela fixa na qual se aplica a meta de eficiência anual e que está indexada à taxa de inflação.

Na definição da base de custos procura-se representar os ganhos de eficiência já alcançados pela empresa, considerando o comportamento da evolução dos custos aceites pela ERSE e os custos reais da empresa. No decorrer deste processo, efetuaram-se alguns ajustamentos ao OPEX a considerar, resultantes da análise específica ao tratamento regulatório de algumas componentes de custos.

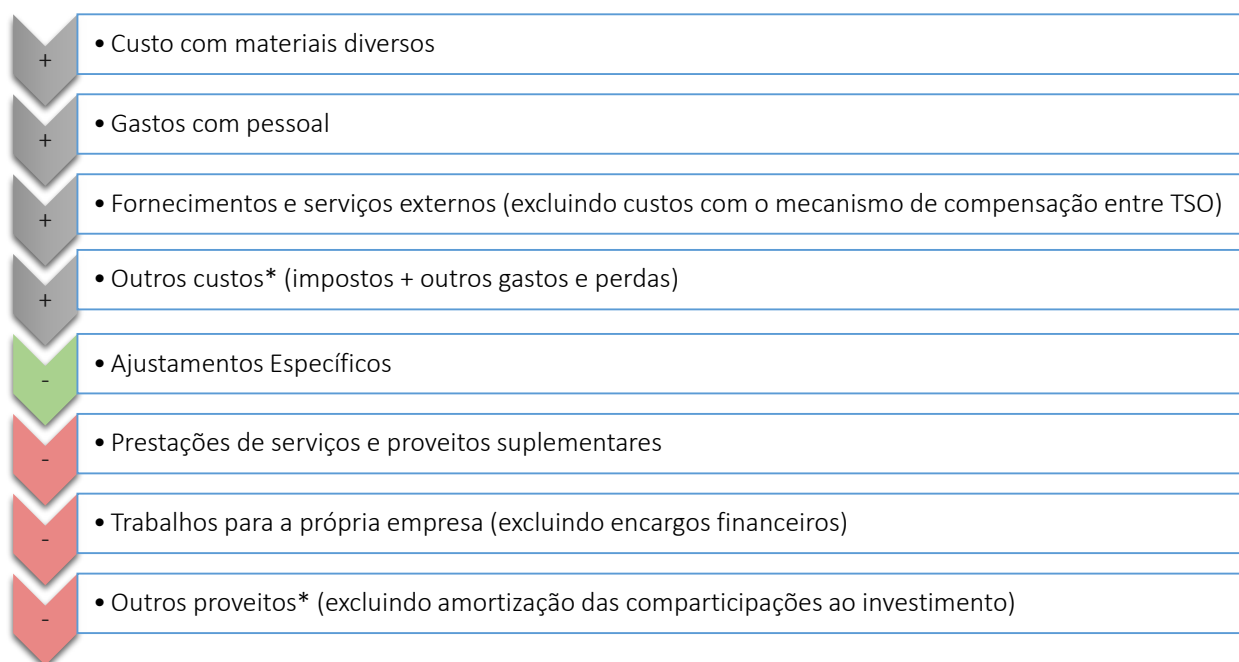
DEFINIÇÃO DA COMPONENTE OPEX

A definição da nova base de custos OPEX 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 parte dos ganhos de eficiência efetivamente alcançados nos anteriores períodos de regulação.

Para efeitos da definição da base de custos de exploração (líquidos de proveitos), no que respeita à atividade de GGS, consideraram-se as rubricas apresentadas na Figura 3-3.

³² Variáveis físicas ou de natureza económica financeira que refletem a evolução da atividade.

Figura 3-3 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de GGS



* Nestas rubricas apenas se aceitam os custos associados à atividade operacional de cada atividade

Fonte: ERSE

Após a consideração destas rubricas principais, efetuou-se posteriormente um ajustamento específico aos custos reais. Com efeito, no processo de análise da informação enviada pela empresa ao longo do atual período de regulação, bem como do acompanhamento de determinados temas relacionados com esta atividade, foram excluídos da base de custos totais, sujeita a metas de eficiência, os seguintes montantes:

- i. Encargos relativos a multas;
- ii. 50% dos encargos de indemnizações, rubrica integrada na categoria de “outros custos”, à semelhança do que foi feito para outras atividades;
- iii. Custos com as plataformas da GGS: Foram excluídos os custos não aceites para efeitos de proveitos, cuja fundamentação se encontra no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico» (valores excluídos de 2020) e no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico» (valores excluídos de 2019);
- iv. Custos relacionados com as auditorias aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência: a auditoria às operações intragrupo do Grupo REN, realizada nos anos de 2015 e 2016, resultou num conjunto

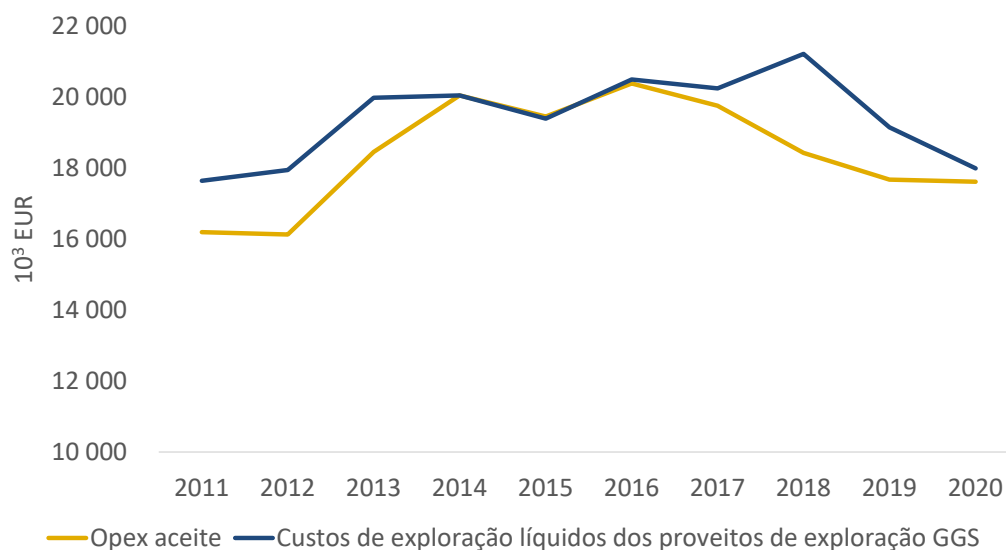
de recomendações de alteração dos procedimentos adotados por este Grupo nestas operações. Da análise da informação reportada pela REN no âmbito das operações de intragrupo apenas se observa, em resposta às recomendações do auditor, a redução da margem dos serviços de *back office* prestados pela REN Serviços, distinguindo a natureza destes serviços comparativamente aos serviços de consultoria e de gestão ao nível do seu valor acrescentado. Desta forma, mantêm-se as restantes situações críticas alvo de recomendações, em particular, os impactes económicos resultantes do processo de triangulação de gastos nas operações intragrupo.

Em síntese, a situação crítica das operações triangulares do Grupo REN resulta do processo de *pricing* dos serviços prestados pelas empresas de suporte do Grupo REN (REN SGPS, REN Serviços e REN PRO) à REN SA incorporar custos oriundos desta última empresa. Desta forma, estes custos regressam à REN SA acrescidos da margem praticada pelas empresas de suporte no processo de *pricing* dos serviços prestados. Recorde-se que a recomendação do auditor referia que, nos casos em que o gasto foi inicialmente incorrido na REN SA e que parte desses gastos faturados pela REN S.A. são valorizados a preço de mercado, não deveria ser incluída a margem sobre esses gastos nos montantes faturados pelas empresas de suporte à REN SA por não haver criação de valor acrescentado. Neste âmbito, a base de custos definida para o período de regulação iniciado em 2018 já incluiu um ajustamento associado a esta recomendação, nomeadamente, a dedução da margem implícita nos valores faturados pelas empresas de suporte resultante dos custos oriundos da REN SA e enquadráveis na natureza elencada pelo auditor. Face ao exposto, mantendo-se os procedimentos de *pricing* nas operações intragrupo, foi realizado um ajustamento à base de custos da REN definida para o período de regulação de 2022-2025, seguindo o procedimento adotado em 2018.

Para além dos ajustamentos referidos, mantêm-se os associados aos ganhos e perdas atuariais. A justificação mais detalhada do tratamento desses custos consta do documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018 a 2020».

Na Figura 3-4 pode-se observar a evolução do OPEX aceite pela ERSE na base de custos e do OPEX real da atividade da GGS.

Figura 3-4 – OPEX da atividade de GGS (preços correntes)



Fonte: ERSE, REN

Da análise da Figura 3-4 observa-se uma tendência de aumento dos custos de exploração aceites, até 2016, com os custos reais a registarem uma tendência de crescimento que se prolongou até 2018. É de realçar que os custos de exploração reais aumentaram em 2018, principalmente ao nível dos custos com o pessoal e FSE, tendo registado um decréscimo em 2019 e em 2020, aproximando-se dos custos aceites. É igualmente de realçar que o diferencial entre os custos reais e a base de custos sujeita a metas de eficiência, decorrente das plataformas da GGS, tem sido, de um modo geral, recuperado, fora dessa base de custos, após análises casuísticas.

Tendo em consideração a evolução dos custos de exploração, a metodologia de apuramento da base de custos OPEX sujeita a metas de eficiência para 2022 consubstancia-se nos seguintes pontos:

4. Apuramento da componente de OPEX inicial:

- i. Efetuou-se a média dos custos de exploração reais da atividade em 2019 e 2020, a preços de 2020, após a aplicação de ajustamentos específicos;
- ii. Efetuou-se a média dos custos de exploração aceites pela ERSE nos anos de 2019 e 2020 a preços de 2020.

Refira-se que a seleção dos anos de 2019 e 2020 como ponto de partida justifica-se pelo facto de corresponderem aos dois últimos anos de informação financeira real auditada, permitindo igualmente

atenuar efeitos extraordinários que se verifiquem num ano em particular. Esta abordagem foi seguida pela ERSE para as restantes atividades reguladas.

5. Fator de partilha

Tendo-se obtido o valor em 2020, quer dos custos reais, quer dos custos aceites, já incorporando os ajustamentos específicos, calculou-se uma média ponderada destes dois valores. Para este efeito, aplicou-se um fator de partilha do desempenho obtido no período de regulação 2018-2021, obtendo-se o valor do OPEX com referência a 2020.

De modo a aproximar a base de custos OPEX aos custos reais da empresa, por forma a corrigir parte dos desequilíbrios, nomeadamente por via do aumento dos custos referentes às plataformas afetas à gestão global do sistema, a considerar fora do *revenue cap*, não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, fruto das novas obrigações atribuídas ao Gestor do Sistema, nomeadamente no âmbito da legislação europeia, adotou-se um fator de partilha de **50%** da média dos custos reais de 2019 e 2020 e de **50%** da média dos custos aceites de 2019 e 2020. Este fator permitirá contemplar a alteração da estrutura de custos que se perspectiva e manter os sinais de gestão eficiente da atividade³³.

6. Evolução até 2022

Tendo-se definido a base de custos, com referência a 2020, através dos pontos 1. e 2., é necessário fazê-la evoluir até 2022. Essa evolução considerou a manutenção dos pressupostos do período de regulação que termina em 2021:

- i. Manutenção da parcela fixa, sem parcelas de custos variáveis;
- ii. Variação tendo em conta o IPIB e as metas de eficiência definidas no período de regulação.

A Figura 2-6 seguinte ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para cálculo das componentes OPEX da base de custos totais para o novo período de regulação.

³³ Em 2020 o valor das plataformas aumentou para 2,95 milhões de euros. Com um fator de partilha de 50% dos custos reais médios entre 2019 e 2020 e 50% da média dos custos aceites para os mesmos anos, o valor implícito dos custos das plataformas da GGS na base de custos aceites aproxima-se do valor real em 2020.

Figura 3-5 – Componente OPEX da Base de Custos Totais GGS - Metodologia para novo período de regulação

GGS OPEX		
Preços constantes 2020. Unidade: 10 ³ euros	2019	2020
Custos de exploração reais REN, líquidos dos proveitos de exploração GGS (Excluindo provisões e custos com plataformas GGS)	16 925	15 041
Custos com as plataformas GGS Total [REN]	2 221	2 953
Custos com as plataformas GGS não aceites (REMIT, CORESO, GIG)	-175	-193
Correção custos relacionados com auditorias aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência	-86	-87
Outros custos a excluir (multas e indemnizações)	-0,3	-0,7
Custos de exploração reais REN, líquidos dos proveitos de exploração GGS (Excluindo provisões, Custos com as plataformas GGS não aceites e multas e indemnizações)	18 884	17 712
Média dos custos reais de 2019 e de 2020		18 298
Opex aceite total (Custos aceites Revenue Cap, Excluindo provisões e custos com plataformas GGS)	15 629	14 856
Custos com as plataformas GGS (valor considerado na base de custos de 2018)	1 436	1 403
Custos com as plataformas GGS aceite fora do Revenue Cap	609	1 356
Opex aceite total	17 675	17 616
Média dos custos aceites de 2019 e 2020		17 646
Base de custos OPEX com partilha de ganhos (50% real/50% aceite)		17 972
Partilha de ganhos: 50% real/50% aceite		
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> Atualizado para 2022 com aplicação de 2 anos de IPIB-X </div>		
	2022	
Base custos GGS componente OPEX 2022	18 063	
Variação vs aceite média 2019-2020	1,8%	
Variação vs real média 2019-2020	-1,8%	

Fonte: ERSE, REN

3.3.2 META DE EFICIÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE GGS

Para a definição da meta de eficiência para a atividade de GGS a aplicar no período de regulação 2022-2025, analisou-se a evolução dos custos de exploração.

Através desta análise conclui-se que a empresa registou uma diminuição ao nível dos custos de operação da atividade desde 2018, ano do início da aplicação da metodologia de *revenue cap*. Para além disso, observa-se que os custos reais da GGS se aproximaram bastante dos custos aceites pela ERSE, embora esta aproximação seja influenciada pela aceitação, fora do *revenue cap*, de custos com as plataformas da GGS.

Deste modo, a ERSE entende que face à evolução verificada nos custos da empresa e da repartição de ganhos efetuada na definição da base de custos, adequado **manter a meta de eficiência atual para a atividade de GGS, de 1,5%**, salientando que, embora exista alguma facilidade em acompanhar as metas definidas pela ERSE em termos de OPEX, considera-se que a empresa terá novos desafios para o novo período de regulação, nomeadamente no que respeita aos custos com as plataformas da GGS, ainda em expansão de novas funcionalidades e competências no próximo período de regulação, durante o qual se espera uma estabilização destes custos.

3.3.3 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE GGS

O Quadro 3-1 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2020-2025.

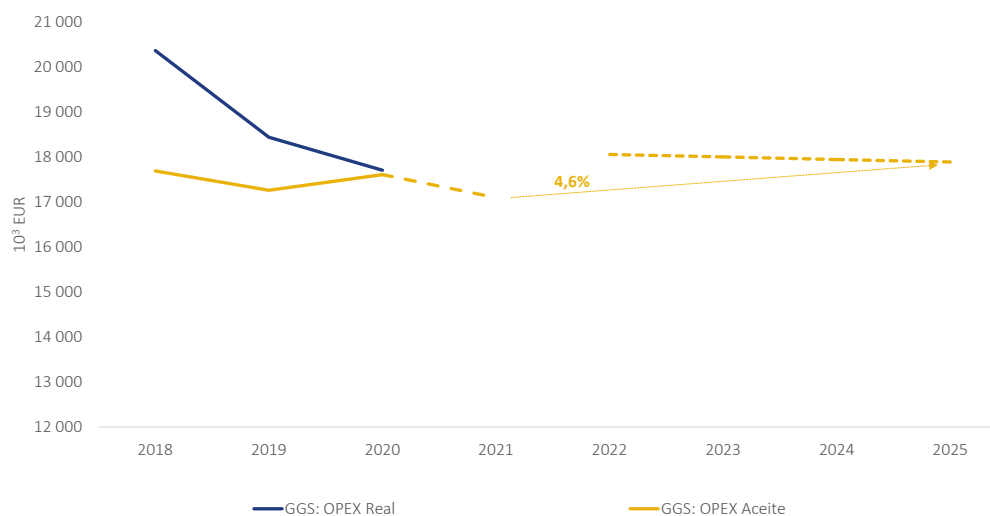
Quadro 3-1 - Parâmetros da GGS

Parâmetros GGS	Período de regulação 2018-2021		
		2022	2023-2025
Base de custos OPEX (milhares de euros)		18 063	
Fator de eficiência	1,50%		1,50%
Componente Fixa (€Milhares)		18 063	

Fonte: ERSE, REN

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 3-6, pressupondo a manutenção do IPIB ao longo do período de regulação.

Figura 3-6 – Evolução da base de custos OPEX para novo período de regulação



Fonte: ERSE, REN

Tendo por base os pressupostos desta simulação³⁴, estima-se que a base de custos aceite para 2025, último ano do próximo período de regulação, será cerca de 4,6% superior à estimada para 2021.

³⁴ Pressupondo a manutenção do IPIB de t-1 (1,19%), ao longo dos anos seguintes.

4 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

4.1 ENQUADRAMENTO

Desde setembro de 2006 que a liberalização do mercado elétrico passou a permitir que os consumidores de baixa tensão normal (BTN) pudessem ter a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de eletricidade, podendo para o efeito e dentro de determinadas condições mudar de comercializador de eletricidade.

O Orçamento de Estado para 2017 reforçou a necessidade de criação de um operador logístico de mudança de comercializador (OLMC), conforme já previsto anteriormente no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 30/2006, ambos de 15 de fevereiro. O Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás (SNG). Nesses termos, a ADENE começou a desenvolver em 2018, a atividade de OLMC para os setores elétrico e do gás.

Até 2017, a atividade de OLMC para o setor elétrico foi desenvolvida pela E-REDES, na qualidade de Operador da Rede de Distribuição.

Para o período de regulação 2018-2021, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX³⁵) a aceitar para 2018, que evoluiu nos anos de 2019 e de 2020 com a aplicação de uma metodologia do tipo IPIB-X. Esta metodologia foi prolongada a 2021, tendo em conta que se estendeu o período de regulação até final desse ano. O nível de custos definido inicialmente assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2021.

Para a reavaliação da base de custos aplicadas no período de regulação que termina em 2021 e a fixação das novas bases de custo para o período de regulação 2022-2025, a ERSE procedeu à análise dos valores de custos e proveitos da ADENE, na sua atividade de OLMC do setor elétrico, entre os anos de 2018 e 2021 (este último com valores estimados). Os 3 anos com contas fechadas (2018 a 2020) não refletem a real dimensão da atividade de OLMC, pois só em 2021 esta passou a ser assegurada internamente pela ADENE,

³⁵ Do Inglês *Total Expenditures*

conforme referido pela própria entidade na informação enviada à ERSE para o processo de fixação de tarifas 2022.

Assim, este horizonte temporal revelou-se bastante curto para estabelecer uma tendência de evolução de custos e de proveitos do OLMC, condicionando as análises evolutivas que pudessem ter em conta a real dimensão da atividade da empresa.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE OLMC

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

Em complemento, a atividade contempla ainda:

- a recolha, armazenamento, tratamento e validação dos dados de consumo de eletricidade e de gás e a gestão da plataforma eletrónica para este efeito;
- a garantia da transmissão dos elementos de informação necessários aos intervenientes no SEN e no SNG, incluindo aos comercializadores, sempre que solicitada e justificada a necessidade de transmissão dos mesmos;
- a elaboração de um Plano de Prevenção de Riscos de Corrupção e Infrações Conexas e a implementação de mecanismos de acompanhamento e de gestão e conflitos de interesse devidamente publicitados.

O OLMC não tem fundos patrimoniais próprios, sendo o seu financiamento, nos termos do referido Decreto-Lei n.º 38/2017, assegurado pelas tarifas de eletricidade e de gás. Por indicação da ERSE, a ADENE suporta, através das suas receitas próprias, isto é, fora do processo tarifário, os gastos não imputados ao OLMC relativos às atividades do simulador Poupa Energia para esclarecimento do consumidor, que lhe foram acometidas também pelo referido Decreto-Lei.

4.3 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS DO OLMC

4.3.1 BASE DE CUSTOS TOTAIS DA ATIVIDADE DE OLMC

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui ao longo do período de regulação consoante os indutores de custo³⁶ (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

A atividade da ADENE ficou marcada por factos que dificultam a análise histórica com base em contas reais fechadas. O ano de 2020 fica marcado pelo início da pandemia COVID-19, condicionando a atividade da ADENE e provocando alguns atrasos na realização de projetos inicialmente previstos, o que se refletiu numa redução muito substancial de custos, nomeadamente de Fornecimento e Serviços Externos (FSE), conforme referido pela ADENE na informação recebida para tarifas 2022. Além do mais, verificou-se o diferimento da entrada em operação do Portal OLMC (para novembro de 2020) que levou a que os gastos orçamentados de operação da Nova Solução não ocorressem no ano de 2020, conforme havia sido previsto.

Só em 2021 a atividade de OLMC passou a ser assegurada internamente pela ADENE na sua plenitude, conforme referido pela própria entidade na informação enviada à ERSE para o processo de fixação de tarifas 2022. Contudo, a informação de custos estimados para 2021 não é ainda informação final auditada, pelo que não deve ser tida em conta na determinação das bases de custo para 2022, em linha com as metodologias de cálculo habitualmente utilizadas pela ERSE.

Assim, face à falta de dados históricos consistentes com a dimensão da atividade de OLMC, a base de custos definida pela ERSE para essa atividade para o período 2022-2025 assentou no TOTEX aceite pela ERSE para 2021, atualizados para 2022 com IPIB-X. Refira-se que o fator de eficiência (X) aplicado no período que termina em 2021 de regulação foi de 0%, e que se mantém este fator para o novo período de regulação, tendo em conta o carácter ainda iniciante desta atividade no seio da ADENE.

³⁶ Variáveis físicas que refletem a evolução da atividade.

Conforme referido, a atividade de OLMC é regulada através de um TOTEX, que no período de regulação 2018-2021 com uma taxa de remuneração implícita nos ativos de 4,4%. Para o período de regulação que se inicia em 2022 esta taxa será de 1,5% (vide capítulo 8). Refira-se, contudo, que a remuneração do capital é um valor residual no total do TOTEX do OLMC (representou em 2020 apenas 2% dos proveitos permitidos reais³⁷).

A Figura 4-1 resume a metodologia de apuramento da base de custos da atividade de OLMC.

Figura 4-1 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de OLMC

	2018	2019	2020	estimado 2021	previsto 2022
Unidade: 10 ³ EUR					
Custos totais					
Materiais diversos	0	0	0	0	0
FSE	325	357	259	573	584
Gastos com Pessoal	393	453	360	461	474
Imparidades e Provisões	0	8	16	0	0
Outros Gastos e Perdas	1	1	0	0	0
OPEX real	719	819	635	1 033	1 058
Unidade: 10 ³ EUR					
Proveitos					
Prestações de serviços	1 198	1 215	1 215	1 243	1 243
Subsídios	0	0	0	0	0
Proveitos Suplementares	0	0	0	0	0
Outros ganhos e rendimentos	0	0	0	0	0
Imobilizado bruto	262	467	1 173	2 014	2 350
amortizações acumuladas	0	294	534	772	1 123
Imobilizado líquido	262	173	639	1 242	1 227
Imobilizado médio líquido	262	217	406	940	1 234
amortizações exercício	0	122	239	239	351
WACC	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	1,50%
CAPEX real	12	131	257	280	369
TOTEX real/estimado OLMC	730	950	892	1 313	1 428
TOTEX previsto OLMC					
TOTEX aceite ERSE	1 180	1 197	1 215	1 243	1 258
TOTEX previsto ERSE					
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	1,08%	1,43%	1,51%	2,32%	1,19%
Fator X	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Base de custos determinada com a evolução dos custos aceites pela ERSE em 2021, atualizados para 2022 com a aplicação de (IPIB - X)

Fonte: ERSE, ADENE

³⁷ Isto é, considerados no cálculo dos ajustamentos, sendo por isso definitivos.

Importa frisar que a definição do nível de custos a considerar para esta atividade após 2025 por parte da ERSE assentará na obtenção e análise de informação necessária ao longo do próximo período de regulação, em que se espera a estabilização da ADENE no desempenho da atividade de OLMC do setor elétrico

4.3.2 META DE EFICIÊNCIA DA ATIVIDADE DE OLMC

A definição de fatores de eficiência para a atividade de OLMC, face à inexistência de um *benchmarking* comparável e de um histórico da atividade é fixado em 0%, em linha com o período de regulação que termina em 2021.

4.3.3 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE OLMC

O Quadro 4-1 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2022-2025, base de custos em 2022 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2023 a 2025. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2023 a 2025, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

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

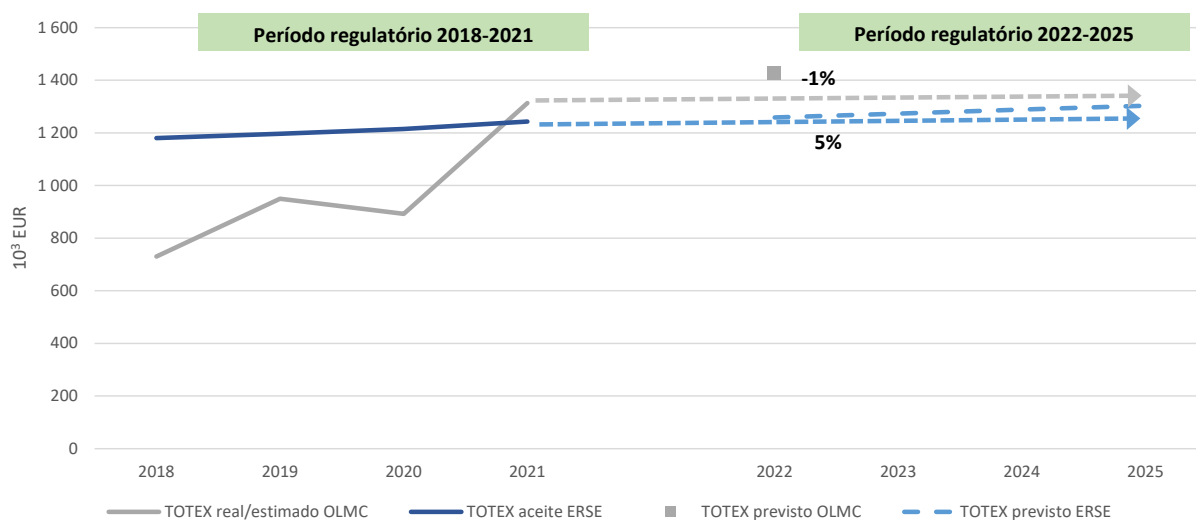
Quadro 4-1 - Parâmetros da atividade de OLMC

OLMC	2022	2023-2025
Componente fixa (10³ EUR)	1 258	
Fator de eficiência		0,00%

Fonte: ERSE, ADENE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 4-2.

Figura 4-2 - Resultado previsto com aplicação da metodologia ao OLMC



Fonte: ERSE, ADENE

Assumindo a manutenção do valor do IPIB de t-1, verifica-se que a base de custos prevista para o final do período de regulação é superior em cerca de 5,0% à base de custos estimada pela ERSE para 2021, e inferior em 1,0% face ao custo estimado pelo OLMC para o ano de 2021.

5 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA E-REDES

5.1 ENQUADRAMENTO

Desde o início da regulação pela ERSE, a atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) no continente tem sido alvo de uma regulação por incentivos aplicada tanto em alta e média tensão (AT/MT), como em baixa tensão (BT).

Até 2011, a metodologia em causa foi do tipo *price-cap* aplicada aos custos de exploração (OPEX)³⁸ e aos custos com capital (CAPEX)³⁹, ou seja, aos custos totais (TOTEX)⁴⁰, incluindo 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 ERSE⁴¹, passando a ser aceites em base anual e ajustados ao fim de dois anos, com base nos valores reais e auditados e nos relatórios de execução anuais da E-REDES sobre o seu plano de reestruturação de efetivos.

No período de regulação 2012-2014, como forma de reduzir custos de exploração sem sacrificar os investimentos da empresa, a metodologia utilizada alterou-se, passando o CAPEX a ser aceite em base anual, mas continuando o OPEX a estar sujeito à metodologia do tipo *price cap*. 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.

³⁸ Do inglês *Operational Expenditure*, que inclui os custos de exploração.

³⁹ Do inglês *Capital Expenditure*, que inclui os custos de investimento (remuneração do ativo e amortizações).

⁴⁰ *Total Expenditure*, que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*)

⁴¹ 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.

Para o período de regulação 2015-2017, manteve-se a metodologia do tipo *price cap* aplicada ao OPEX, continuando o CAPEX a ser aceite em base anual, em ambos os níveis de tensão. Neste período de regulação, no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica deixou de haver separação entre ativos no âmbito da rede convencional e no âmbito da rede inteligente, sendo também eliminado o fator de eficiência adicional associado a esta metodologia. Nesse período, o mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes passou a ser calculado com base em valores de investimentos reais e auditados, para uma duração de 6 anos. O montante deste incentivo dependia da avaliação de projetos realizada pela ERSE de acordo com os critérios definidos e estava limitado a um determinado nível fixado pelo regulador para o período de aplicação. Neste período de regulação, a ERSE manteve o modelo do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em vigor no período de regulação anterior e introduziu alterações ao incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

No período de regulação 2018-2021, passou a aplicar-se uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em BT, mantendo-se, para o nível de tensão de AT/MT, a metodologia de *price cap* aplicada ao OPEX e de custos aceites ao CAPEX. Para além dos incentivos que transitaram do período de regulação anterior, introduziu-se ainda um incentivo adicional, o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)⁴².

Para o novo período de regulação de 2022-2025, é necessário avaliar as metodologias de regulação utilizadas, bem como definir novos parâmetros de regulação. A principal alteração introduzida consiste na aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT⁴³, à semelhança da que já vigorava no nível de tensão BT desde 2018. Esta metodologia é complementada com o aprofundamento do princípio de partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas, em ambos os níveis de tensão, através da aplicação do mecanismo detalhado no ponto 5.4.

Neste novo período de regulação reformula-se ainda o incentivo à redução de perdas, que passa a incluir duas novas componentes diretamente associadas ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito, alteram-se os parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço e removem-se dos proveitos

⁴² Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto: <https://www.erse.pt/atividade/regulamentos-eletricidade/redes-inteligentes/>.

⁴³ A justificação aprofundada desta opção metodologia encontra-se no documento justificativo da Consulta Pública n.º 101: <https://www.erse.pt/media/mhunxjde/documento-justificativo.pdf>.

permitidos as parcelas de custos relativos aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, uma vez que se encontram suspensos.

Elimina-se igualmente o incentivo ao investimento em redes inteligentes, face à ausência de candidaturas por parte dos operadores de rede e com vista à simplificação da regulamentação. Refira-se que a extinção deste incentivo não implica a ausência de promoção das redes inteligentes e de inovações nas redes, prevendo-se, para além da existência do incentivo ISI, que os custos com projetos-piloto neste âmbito, que tenham duração e abrangência limitada, possam vir a ser aceites na parcela Z das atividades de operação das redes, de modo a não serem considerados como custos sujeitos a metas de eficiência.

Sublinhe-se, ainda, que no caso das atividades de distribuição de energia elétrica em AT/MT e BT, atualmente sujeitas a uma regulação baseada em custos totais (TOTEX), a opção por investimentos em redes inteligentes poderá integrar-se nas estratégias de redução de custos dos operadores. Deste modo, o incentivo à realização deste tipo de investimentos é intrínseco ao próprio quadro regulatório.

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

- Metodologia do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX na AT/MT, com a determinação dos seguintes parâmetros:
 - TOTEX - Base de custos totais para o ano 2022, fator de eficiência para o período de regulação 2022-2025 e indutores de custos;
- Metodologia do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX na BT, com a determinação dos seguintes parâmetros:
 - TOTEX - Base de custos totais para o ano 2022, fator de eficiência para o período de regulação 2022-2025 e indutores de custos;

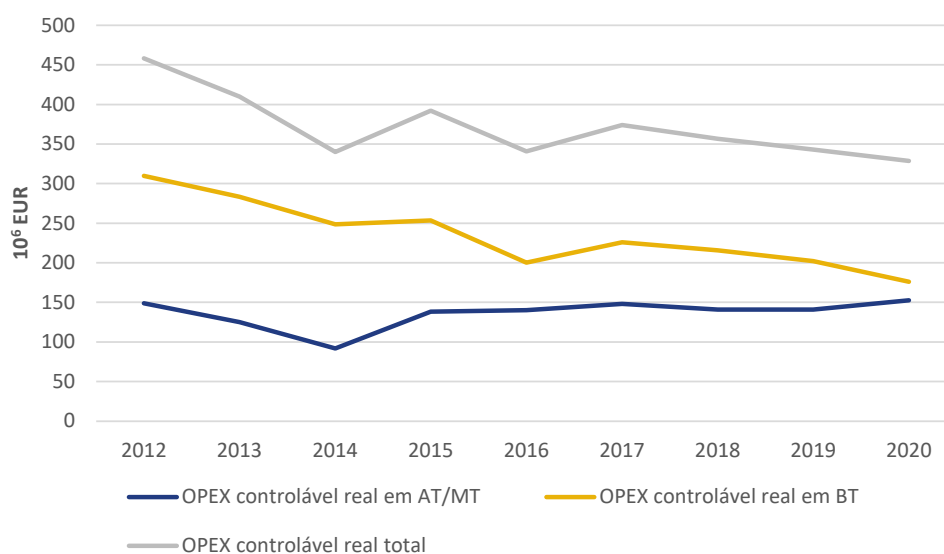
- Outros:
 - Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de distribuição de energia elétrica (ver ponto 5.4);
 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição (ver ponto 5.5);
 - Parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (ver ponto 5.6);
 - Parâmetros do incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ver ponto 11.1).

5.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DEE

Na definição da base de custos torna-se essencial avaliar o desempenho da empresa em períodos anteriores. Para este efeito, no presente exercício tarifário foi realizado o documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico», cujas conclusões mais relevantes para a determinação das bases de custos se destacam de seguida.

A Distribuição de Energia Elétrica é uma atividade onde o OPEX controlável assume um peso importante na estrutura de custos da empresa. Como evidenciado na figura seguinte, os custos de exploração reais da empresa têm apresentado uma tendência globalmente decrescente, embora a um ritmo mais estável nos últimos anos.

Figura 5-1 - Evolução do OPEX controlável real
(preços correntes)



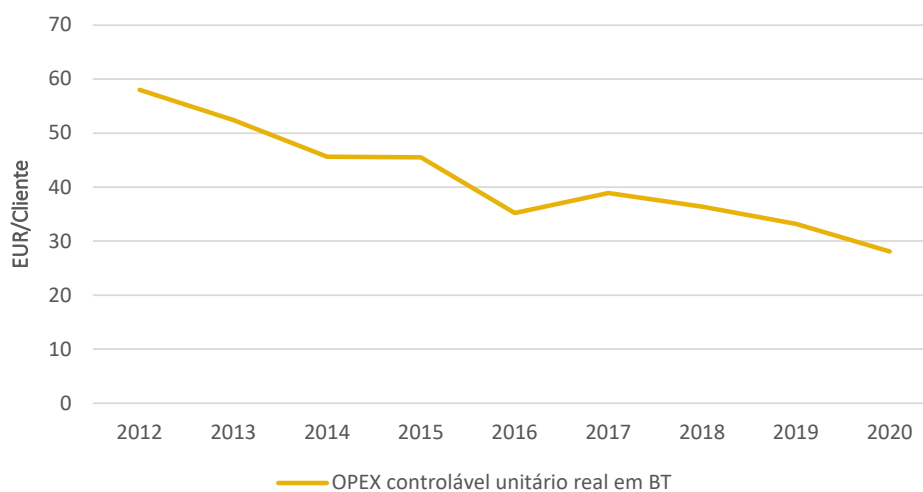
Fonte: ERSE, E-REDES

Observa-se o comportamento algo divergente entre a atividade de DEE em BT (que manteve a tendência decrescente desde 2012) e a atividade em AT/MT, cujos custos, após uma queda em 2013 e em 2014⁴⁴, se têm mantido relativamente estáveis e iguais aos níveis de 2012, com uma ligeira subida em 2020.

O comportamento do OPEX real unitário, tendo em conta os indutores que se consideram mais representativos para cada nível de tensão, tem acompanhado a evolução do OPEX real, como observado nas figuras seguintes.

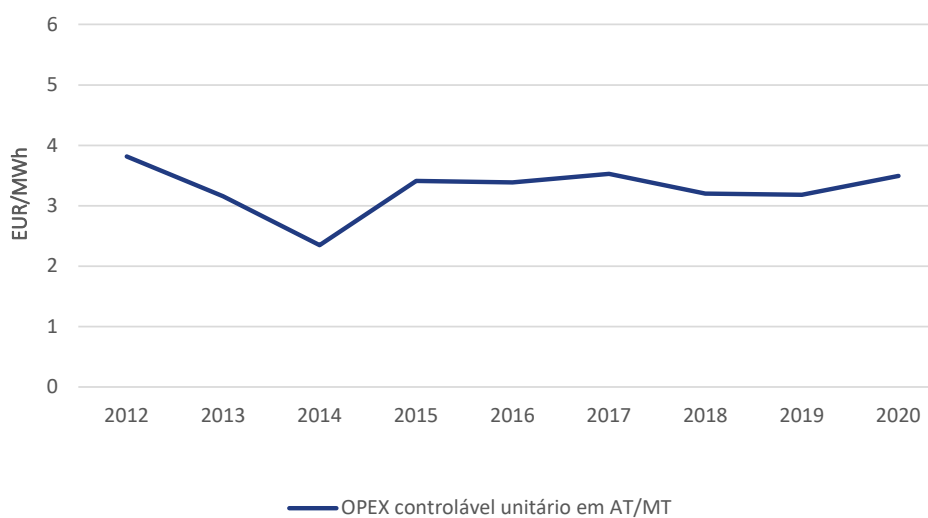
⁴⁴ Em 2013 e 2014 a redução de custos resultou, respetivamente, da redução da componente financeira do fundo de pensões e atos médicos (*unwinding*) pela redução da taxa de desconto e da revisão do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT).

**Figura 5-2 - OPEX por cliente em BT
(preços constantes 2020)**



Fonte: ERSE, E-REDES

**Figura 5-3 - OPEX por energia em AT/MT
(preços constantes 2020)**

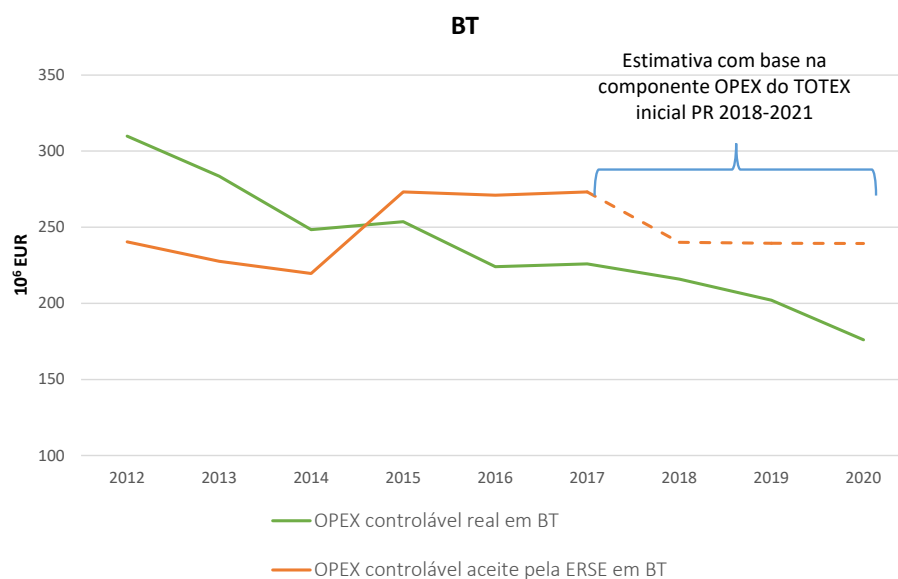


Fonte: ERSE, E-REDES

A evolução dos custos de exploração reais face ao desempenho imposto pela ERSE, crucial para a definição das bases de custos, também tem sido divergente entre níveis de tensão. Na atividade de DEE em BT os custos reais têm-se continuado a reduzir face aos custos aceites, enquanto que a atividade de DEE em AT/MT se tem caracterizado por um défice de custos aceites relativamente aos reais.

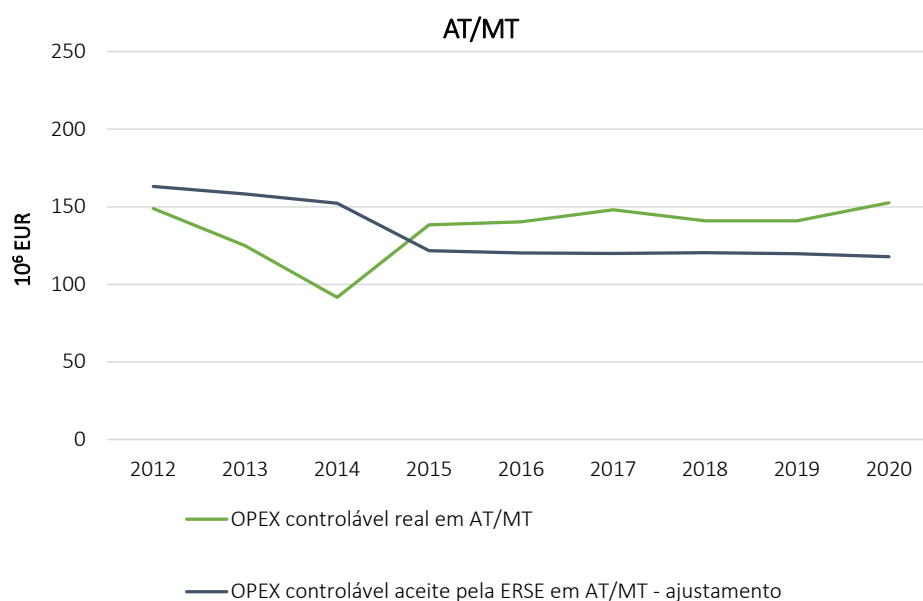
Saliente-se que, dada a metodologia de regulação aplicada até 2012, que incidia no conjunto dos custos (TOTEX), não é possível diferenciar com rigor até essa data, os custos aceites pela ERSE consoante digam respeito a OPEX ou a CAPEX. Note-se que, a partir de 2018, aplica-se a mesma limitação à atividade de DEE em BT, em virtude da aplicação da metodologia TOTEX. Contudo, para efeitos da presente análise, utilizou-se como ponto de partida a componente OPEX subjacente à base de custos TOTEX definida para 2018, fazendo-a evoluir de acordo com o IPIB-X.

Figura 5-4 - OPEX real e aceite em BT
(preços correntes)



Fonte: ERSE, E-REDES

Figura 5-5 - OPEX real e aceite em AT/MT
(preços correntes)



Fonte: ERSE, E-REDES

Esta situação contrastante entre níveis de tensão face às metas impostas pelo regulador traduz a evolução diferenciada dos custos reais por nível de tensão ao longo dos últimos anos, associada a variáveis específicas que têm determinado uma evolução decrescente na atividade de DEE em BT e em sentido ascendente dos custos desta atividade em AT/MT.

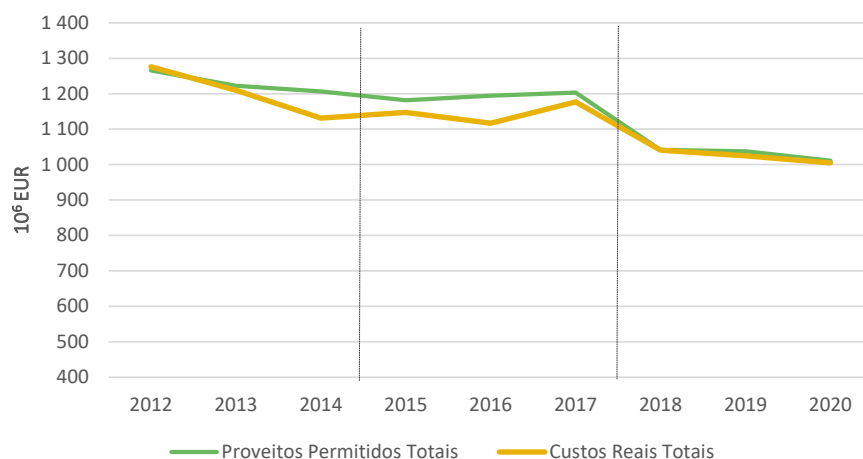
Em particular, a instalação massificada de equipamentos de medição inteligentes em BT e a redução do número de trabalhadores que a E-REDES aloca à atividade de DEE em BT tem permitido reduzir de forma expressiva os custos de exploração reportados pela empresa para esta atividade, enquanto que o acréscimo de custos associados, por exemplo, à gestão da vegetação e à manutenção preventiva, em consequência do aumento da idade média dos ativos, poderá justificar o agravamento do diferencial entre custos aceites e custos reais na atividade de DEE em AT/MT.

Recorde-se que a ERSE atribui aos operadores da rede de distribuição em BT um incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes, no pressuposto de que essa integração permite obter, entre outros benefícios, ganhos de eficiência que serão partilhados com os consumidores.

Na definição das bases de custos TOTEX importa também analisar a evolução dos proveitos permitidos e dos custos reais totais. As figuras seguintes apresentam a evolução do custos totais da atividade de DEE

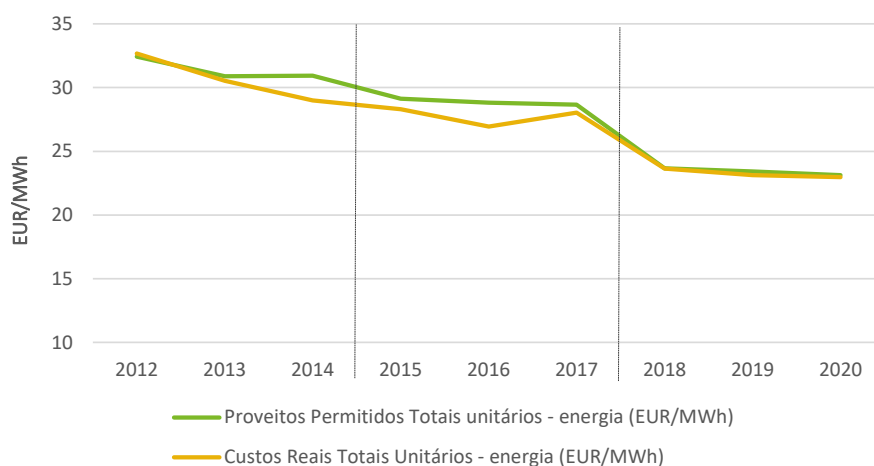
(tanto proveitos permitidos, como custos reais⁴⁵), bem como a evolução destes custos totais em função dos custos unitários por energia distribuída, a preços constantes de 2020.

**Figura 5-6 - TOTEX – atividade de DEE
(preços correntes)**



Fonte: ERSE, E-REDES

**Figura 5-7 - TOTEX por energia – atividade de DEE
(preços constantes 2020)**



Fonte: ERSE, E-REDES

⁴⁵ Os proveitos permitidos são os recuperados pelas tarifas, sendo que os apresentados nas figuras são os definitivos, que são considerados para efeitos de ajustamentos. Os custos reais correspondem aos valores de custos de exploração líquidos de proveitos (OPEX) e de custos de investimento (CAPEX), considerando neste caso a taxa de remuneração definida pela ERSE para cada ano em causa, custos estes que se verificaram e foram apresentados nas contas reguladas auditadas.

Desde 2012, tem-se registado uma redução quer dos proveitos totais quer dos proveitos permitidos totais unitários, em paralelo com a redução dos custos reais totais e unitários. Em 2020 registou-se o valor mais baixo do período em análise, mesmo com uma redução significativa do consumo de eletricidade. Note-se que no último período de regulação, os custos reais da empresa têm acompanhado a trajetória dos proveitos permitidos.

5.3 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS DA ATIVIDADE DE DEE

5.3.1 BASE DE CUSTOS TOTAIS PARA A ATIVIDADE DE DEE

BREVE INTRODUÇÃO À METODOLOGIA DE DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS TOTAIS ACEITE PELA ERSE

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui durante o mesmo consoante os indutores de custo⁴⁶ (no caso do *price cap* ou *revenue cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação. Esse parâmetro apenas inclui os custos ditos controláveis pela empresa e que por isso são sujeitos a metas de eficiência. Os restantes custos, de menor montante, são considerados ou não, após avaliação casuística, fora da base de custos.

No período de regulação que se inicia em 2022, aplica-se uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX da atividade de distribuição de energia elétrica, tanto em AT/MT como em BT. No entanto, a definição dessa base de custos obriga a reconstruir as componentes de OPEX e de CAPEX que lhe estão subjacentes.

Ao nível da componente de OPEX, procura-se representar os ganhos de eficiência já alcançados pela empresa, mas considerando o comportamento divergente entre níveis de tensão, analisado anteriormente. Adicionalmente na definição dessa componente OPEX, para ambos os níveis de tensão, efetuaram-se uma série de ajustamentos que refletem o tratamento regulatório específico aplicado a determinadas componentes de custos e a evolução do normativo contabilístico.

⁴⁶ Variáveis físicas ou de natureza económica financeira que refletem a evolução da atividade.

Para se definir a componente de CAPEX, estimou-se o CAPEX anual para os 4 anos do período de regulação (2022 a 2025), com base na informação previsional fornecida pela empresa, e transformou-se a série anual estimada num pagamento anual equivalente, utilizando a taxa de remuneração definida pela ERSE para o novo período de regulação (*vide* capítulo 8).

Por fim, obteve-se a base de custos TOTEX, para cada nível de tensão, somando as componentes OPEX e CAPEX calculadas dessa forma. Os vários passos do processo de definição das bases de custos encontram-se detalhados nas seguintes secções. Após a definição da base de custos totais, importa alocar este valor às componentes fixa e variável, e esta aos respetivos indutores de custos, análise que consta do ponto 5.3.2..

DEFINIÇÃO DA COMPONENTE OPEX

A definição da componente OPEX da nova base de custos totais 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 parte dos ganhos de eficiência efetivamente alcançados no período de regulação que termina em 2021.

Metodologia

A metodologia de apuramento da componente OPEX da base de custos totais sujeita a metas de eficiência para 2022 consubstancia-se nos seguintes pontos:

1. Apuramento da componente inicial de OPEX real e de OPEX aceite:
 - i. Efetuou-se a média dos custos de exploração reais da atividade, por nível de tensão, em 2019 e 2020, a preços de 2020, após a aplicação de ajustamentos específicos;
 - ii. Efetuou-se a média dos custos de exploração aceites pela ERSE nos anos de 2019 e 2020, por nível de tensão, a preços de 2020, após a aplicação de ajustamentos específicos. Para o nível de tensão BT, já regulado pela metodologia TOTEX desde 2018, estes custos de exploração aceites foram calculados utilizando a componente OPEX da base de custos de 2018, que se fez evoluir para 2020 de acordo com o IPIB-X em vigor no período de regulação 2018-2021.

Refira-se que a seleção dos anos de 2019 e 2020 como ponto de partida justifica-se pelo facto de corresponderem aos dois últimos anos de informação financeira real auditada, permitindo igualmente

atenuar efeitos extraordinários que se verifiquem num ano em particular. Esta abordagem foi seguida pela ERSE para as restantes atividades reguladas. Além disso, e no caso da E-REDES, os anos em causa são os que melhor refletem a nova organização da empresa, designadamente no que respeita à alteração de imagem, à separação da rede de lojas e à extinção da EDP Soluções Comerciais (EPD SC)⁴⁷.

2. Fator de partilha

Tendo-se obtido o valor a preços de 2020 quer dos custos reais, quer dos custos aceites, já incorporando os ajustamentos específicos, calculou-se uma média ponderada destes dois valores. Para efeito desta ponderação, aplicou-se um fator de partilha do desempenho registado no período de regulação 2018-2021, obtendo-se o valor da componente OPEX da base de custos TOTEX, por nível de tensão, com referência a 2020.

Como observado na secção anterior, o desempenho da empresa no cumprimento das metas definidas pela ERSE não só tem sido divergente entre níveis de tensão, como essa divergência se tem acentuado. Nos últimos anos, a atividade de distribuição em BT apresentou custos inferiores aos aceites, com tendência descendente, enquanto que em AT/MT os custos reais têm-se mantido acima dos aceites, com uma ligeira subida em 2020.

Assim, de modo a aproximar a componente OPEX a incorporar na base de custos TOTEX aos custos reais da empresa, por forma a corrigir os desequilíbrios entre custos aceites e custos reais em cada nível de tensão, aplicou-se um fator de partilha que pondera em **75% a média dos custos reais** de 2019 e 2020 e em **25% a média dos custos aceites** de 2019 e 2020.

3. Fator de reequilíbrio adicional entre níveis de tensão

Da aplicação dos fatores de partilha aos custos aceites e custos reais, por nível de tensão, obteve-se a componente OPEX da base de custos da DEE agregada (em AT/MT e em BT). De modo a corrigir-se ainda mais o desequilíbrio da componente OPEX das bases de custos por nível de tensão, indo ao encontro das sugestões expressas pelo Conselho Tarifário no seu Parecer, mas mantendo os princípios de partilha do desempenho com vista a incentivar a eficiência económica, de seguida determinou-se a componente de OPEX por nível de tensão aplicando-se à componente OPEX total agregada um fator que representa o peso relativo de cada nível de tensão na estrutura de custos. Para cada nível de

⁴⁷ Até à sua extinção, a EDP Soluções Comerciais prestava uma série de serviços a empresas do Grupo EDP, incluindo à E-Redes. A metodologia de alocação de custos faturados à E-Redes foi alvo de recomendações de alteração, no âmbito da auditoria às operações intragrupo de 2015, motivando a ERSE a não reconhecer parte destes custos na definição das bases de custos para 2018.

tensão, este fator considera 80% do peso relativo (média de 2019 e 2020) dos custos reais nos custos reais totais agregados da DEE, e 20% do peso relativo (média de 2019 e 2020) dos custos aceites nos custos aceites agregados.

Não se corrigiu por completo o desequilíbrio em cada nível de tensão para se cumprir com o princípio de partilha e para não se incorporar potenciais efeitos decorrentes da assimetria de informação entre regulador e empresas que caracteriza e condiciona a regulação económica de monopólios naturais, designadamente ao nível da alocação dos custos entre níveis de tensão.

4. Evolução até 2022

Tendo-se definido a componente OPEX, com referência a 2020, através dos pontos 1., 2. e 3., é necessário fazê-la evoluir até 2022, para se obter o valor da componente OPEX da base de custos totais para 2022. Para o nível de tensão AT/MT, essa evolução considerou a manutenção dos pressupostos do período de regulação que termina em 2021:

- i. Manutenção da repartição entre custos fixos e custos variáveis;
- ii. Aplicação dos indutores de custo definidos no período de regulação que termina em 2021;
- iii. Variação tendo em conta o IPIB⁴⁸ e as metas de eficiência definidas no período de regulação que termina em 2021.

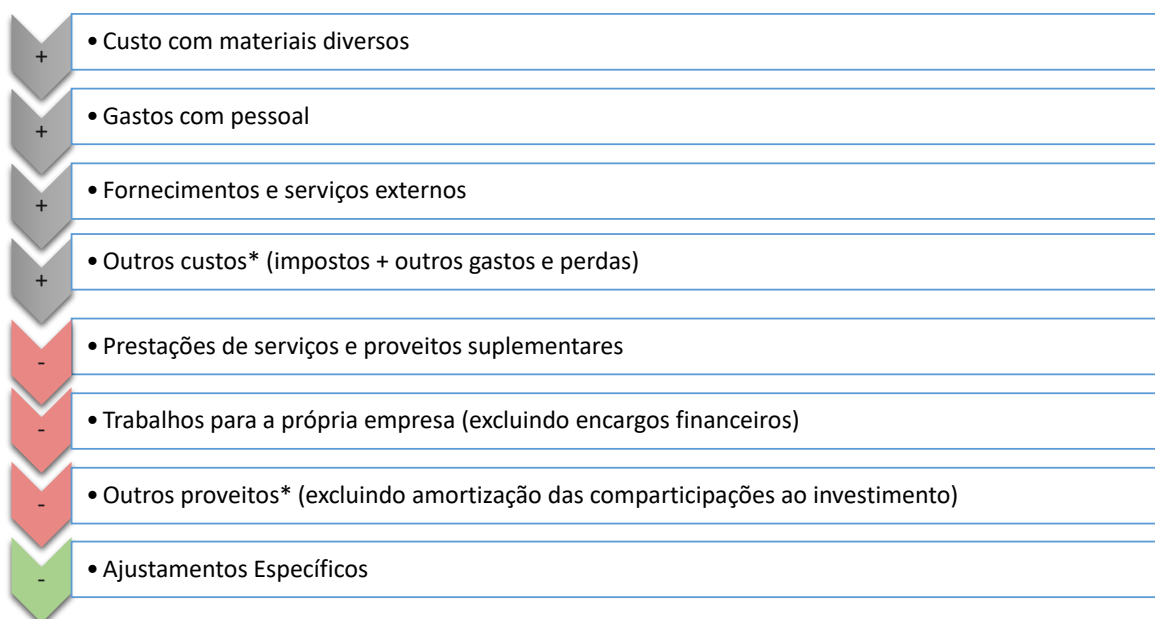
Para o nível de tensão BT, já regulado por uma metodologia de *price cap* aplicado ao TOTEX, aplicou-se diretamente dois anos de IPIB-X ao valor da base de custos a preços de 2020 obtido acima, na componente associada ao OPEX, utilizando a meta de eficiência do período anterior, mas sem repartição por indutores, visto que estes tinham sido definidos para a base de custos TOTEX.

Rúbricas de custos de exploração consideradas

Conclui-se assim que o ponto de partida para a definição da componente OPEX da base de custos em AT/MT e em BT consiste na definição das rúbricas de custos e proveitos de exploração que devem integrar os custos reais de 2019 e 2020 considerados na análise. Em linhas gerais, consideram-se as seguintes rúbricas de custos:

⁴⁸ IPIB utilizado para a atualização de indutores, previsto no RT, que corresponde à variação terminada no final do 2º trimestre do ano t-1. Ou seja, aplicou-se o IPIB do 2º trimestre de 2020 e de 2021.

Figura 5-8 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE⁴⁹



* Nesta rubrica apenas se aceitam os custos associados à atividade operacional de cada atividade

Fonte: ERSE

Tal como indicado na figura anterior, efetuaram-se uma série de ajustamentos específicos, quer aos custos reais, quer aos custos aceites. Com efeito, no processo de análise da informação enviada pela empresa ao longo do atual período de regulação, bem como do acompanhamento de determinados temas relacionados com esta atividade, detetaram-se situações que justificam um tratamento regulatório específico de certas rúbricas de custos avaliadas na definição da base de custos para o novo período de regulação. Os ajustamentos específicos efetuados visam refletir, designadamente, alterações ao normativo contabilístico aplicável aos diferentes anos em análise, o tratamento contabilístico específico conferido pela empresa a algumas destas rúbricas e decisões regulatórias da ERSE face a situações concretas de atuação da empresa.

O primeiro ajustamento, aplicado apenas aos custos aceites, destina-se a refletir, na nova base de custos totais, a adoção pela empresa da norma internacional de reporte contabilístico IFRS 16, a partir de 2019. Esta norma alterou a contabilização das locações operacionais. Em traços gerais, as locações operacionais, cuja renda era considerada como gasto operacional, passam a ser consideradas como ativos, a amortizar

⁴⁹ Todas as referências a proveitos correspondem a rendimentos da empresa para efeitos contabilísticos.

ao longo do período do contrato. Em termos regulatórios, esta norma implica a transferência de custos de OPEX para CAPEX.

Uma vez que a alteração ocorreu em 2019, no decurso de um período de regulação, estas alterações não foram consideradas para efeitos de cálculo dos proveitos permitidos. Ou seja, manteve-se a base de custos OPEX aceite em vigor, elaborada com base em anos durante os quais as locações operacionais eram contabilizadas como uma renda no OPEX, sendo os ativos constituídos em 2019 por via desta norma considerados como não aceites, para efeitos de remuneração do ativo (CAPEX).

No início de um novo período de regulação importa refletir esta alteração contabilística na nova base de custos totais. Uma vez que os valores de OPEX aceites pela ERSE em 2019 e 2020, definidos com base nos valores de custos reais de 2015 e 2016, não refletem a nova contabilização das locações operacionais, isto é, ainda incluem montantes associados a estas rendas, torna-se necessário ajustar os custos aceites de 2019 e 2020 considerados no cálculo da nova base de custos, deduzindo os montantes de amortizações reportados pela empresa para os respetivos anos. Como a componente de CAPEX da base de custos totais, em cada nível de tensão, passa a considerar a remuneração do ativo líquido relativo às locações operacionais, esta alteração é neutra em termos de proveitos permitidos.

Os restantes ajustamentos específicos ao OPEX, detalhados de seguida, podem agrupar-se em dois tipos, de acordo com a respetiva natureza:

- Ajustamentos para inclusão ou exclusão de rúbricas de custos – abrangem rúbricas cujo tratamento é alterado entre os dois períodos de regulação, ou seja, rúbricas que passam a, ou deixam de, integrar a componente OPEX da base de custos totais, podendo, nalguns casos, continuar a ser reconhecidas em proveitos, embora fora da base de custos sujeita a metas de eficiência. Estas correções, pela sua natureza, aplicam-se quer aos custos aceites pela ERSE, quer aos custos reais. Refira-se que a decisão de retirar ou passar a considerar determinadas rúbricas resulta da solicitação e análise de informação mais detalhada, que permitiu aprofundar as análises efetuadas pela ERSE face a decisões passadas.
- Ajustamentos à valorização de rúbricas de custos - rúbricas de custos que, embora continuem a ser consideradas na base de custos, justificam uma correção ao valor registado nos anos reais de 2019 e 2020, com vista a que a nova base de custos passe a refletir a realidade futura estimada da empresa. Estas correções aplicam-se apenas aos custos reais de 2019 e 2020. Estas decisões

resultam igualmente da solicitação e análise de informação mais detalhada, nalguns casos auditada por entidade independente.

O quadro seguinte resume os ajustamentos para inclusão ou exclusão de rúbricas de custos, cuja justificação se detalha de seguida.

Quadro 5-1 – Ajustamentos à componente OPEX da base de custos totais – Inclusão ou exclusão de rúbricas de custos

Ajustamentos Específicos à Base de Custos			
Ajustamentos para inclusão ou exclusão de rúbricas de custos	Retirar/Considerar	Efeito Base de Custos	Efeito Proveitos
i. Proveitos com aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações	Retirar	↑	neutro
ii. Proveitos com valores em excesso de participações de clientes	Considerar	↓	↓
iii. Perdas por indemnizações (clientes BT e outras)	Retirar 50%	↓	↓
iv. Multas e penalidades	Retirar	↓	↓

Fonte: ERSE e E-REDES

i. Proveitos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações

A base de custos totais em BT para o período de regulação de 2018-2021 incluía os proveitos suplementares associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações. Uma vez que estes proveitos não resultam diretamente da atividade regulada e visto que a empresa não deverá obter nenhum ganho líquido com esta atividade, importa garantir que são integralmente devolvidos aos consumidores. Assim, tem sido calculada anualmente, em sede de ajustamento tarifário, a diferença entre o valor implícito na base de custos definida para 2018 e o proveito real efetivamente obtido, sendo a mesma incorporada na componente de “outros custos não sujeitos a eficiência” dos proveitos permitidos desde 2018 (parcela Z).

Para o novo período de regulação, por uma questão de transparência, optou-se por retirar definitivamente esta rúbrica da base de custos totais sujeita a metas de eficiência, passando a devolver diretamente a totalidade deste proveito aos consumidores através da parcela de “outros custos não sujeitos a eficiência” dos proveitos permitidos. Ou seja, este ajustamento, embora leve a um aumento da base de custos, é neutro para os consumidores. De acordo com a metodologia de definição da componente OPEX da base de custos totais, a implementação desta decisão implica

que se elimine esta rubrica de proveitos quer dos custos aceites, quer dos custos reais de 2019 e 2020, no nível de tensão BT.

ii. Proveitos com valores em excesso de participações de clientes

Esta rubrica de proveitos reflete o facto de algumas participações recebidas de clientes terem um valor superior ao considerado no ativo líquido médio remunerado. Uma vez que este excesso não está a ser abatido ao valor do ativo a remunerar, entende-se que deve ser devolvido aos consumidores, passando a ser considerado no cálculo da base de custos totais sujeita a metas de eficiência.

iii. Indemnizações pagas pela empresa

Decidiu-se passar a considerar 50% dos custos associados a indemnizações pagas pela empresa, em ambos os níveis de tensão. Esta decisão abrange as seguintes rubricas, integradas na categoria de “outros custos”:

- “Perdas por indemnizações clientes BT” - custos suportados pela empresa associados a danos em equipamentos em clientes BT decorrentes de avarias na rede que provocaram quebras no fornecimento de energia elétrica;
- “Outras perdas por indemnizações” - composta essencialmente por indemnizações pagas pela empresa no âmbito das suas atividades correntes. É nesta rubrica que estão incluídos parte dos custos subjacentes à utilização de provisões judiciais.

Esta decisão baseia-se no reconhecimento de que algumas destas situações não podem ser evitadas em absoluto e que a prossecução da sua completa eliminação geraria custos acrescidos de operação, manutenção e de investimentos, não sendo, por isso, economicamente eficiente para o SEN.

iv. Multas e penalidades

À semelhança do ponto anterior, decidiu-se deixar de considerar na base de custos totais sujeita a metas de eficiência os encargos relativos a multas e penalidades, rubrica integrada na categoria de “outros custos”.

Os ajustamentos à valorização de rubricas de custos, cuja justificação se detalha de seguida, são identificados no seguinte quadro:

Quadro 5-2 – Ajustamentos à componente OPEX da base de custos totais – Valorização de rubricas de custos

Ajustamentos Específicos à Base de Custos		
Ajustamentos à valorização de rubricas de custos	Efeito Base de Custos	Efeito Proveitos
i. Correção de "outros custos" por reclassificação indevida de imparidades	↓	↓
ii. Poupança obtida com o investimento na rede presencial exclusiva	↓	↓
iii. Custos com o Gestor Integrado de Garantias	↓	↓
iv. Custos com a mudança de imagem	↓	↓
v. Correção auditorias aos DFPT - margem EDP Estudos & Consultoria	↓	↓

Fonte: ERSE e E-REDES

- i. Correção do valor considerado na rubrica “outros custos” para anular uma reclassificação de imparidades realizada pela empresa, garantindo a não aceitação de dívidas incobráveis

No período de regulação que termina em 2021 optou-se por deixar de considerar a constituição e reversão de provisões na base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, por forma a harmonizar o tratamento desta rubrica para todas as atividades reguladas do setor elétrico, e uma vez que estes custos se revestem de alguma volatilidade e imprevisibilidade. Esclarece-se que esta decisão da ERSE abrange não apenas os custos com a constituição de provisões, como os custos efetivamente incorridos que tinham dado origem à sua constituição, visto que estão tipicamente associados a situações de atuação indevida por parte da empresa, cujas consequências não devem ser suportadas pelos consumidores, ou ainda os custos que a ERSE não tem aceite dada a sua natureza extraordinária, como sejam neste último caso os custos com a constituição de imparidades e com as dívidas incobráveis (com e sem imparidade constituída).

De acordo com o normativo contabilístico seguido pela E-REDES, a utilização de provisões/imparidades deveria ser registada como proveitos na rubrica de custos que as originaram, no momento em que estes ocorrem. Este tratamento acaba por levar ao não

reconhecimento regulatório dos custos que motivaram a constituição da provisão/imparidade, uma vez que são, parcial ou totalmente, anulados pela utilização da provisão/imparidade.

A E-REDES interpretou a decisão da ERSE de não aceitar provisões e imparidades na base de custos como aplicando-se apenas à constituição da própria provisão/imparidade, e não ao não reconhecimento do custo subjacente. Assim, para evitar que o normativo contabilístico que adota levasse ao não reconhecimento destes custos, a empresa indicou que reclassificou nas contas reguladas de 2019 e 2020 a utilização de provisões e imparidades numa rubrica de custos não aceite para efeitos de definição de base de custos, de modo a evidenciar, nas rubricas aceites, os custos efetivamente incorridos que tinham originado a constituição da provisão (designadamente na rubrica de “outros custos”). Uma vez que a decisão da ERSE pretendia abranger a não aceitação quer da constituição de provisões/imparidades, quer dos custos efetivamente incorridos que lhes deram origem, é necessário corrigir esta reclassificação nos custos reais de 2019 e 2020.

No que respeita às provisões, como os custos incorridos em 2019 e em 2020 abrangidos por esta reclassificação estão incluídos na rubrica de “indenizações” (dentro da rubrica de “outros custos”), a correção a efetuar está já implementada através da decisão descrita acima no ponto iii. dos ajustamentos para inclusão ou exclusão de rubricas de custos (retirar da base de custos as rubricas de perdas com indenizações). Contudo, é necessário efetuar uma correção ao valor remanescente da rubrica de “outros custos” em 2019 e em 2020, de modo a corrigir a reclassificação das imparidades, ou seja, de modo a não se considerarem custos com dívidas incobráveis, que nunca foram aceites pela ERSE (logo não integram a base de custos aceites), mas que, em virtude das reclassificações efetuada pela empresa, passam a estar evidenciadas na rubrica de “outros custos”. Eliminam-se assim dos custos reais de 2019 e 2020, utilizados na definição da componente OPEX da base de custos totais, os valores correspondentes a custos com dívidas incobráveis de clientes (montantes faturados que não foi possível cobrar). Contudo, note-se que continuam a considerar-se na base de custos as perdas com dívidas decorrentes do não pagamento de participações de clientes, uma vez que o valor destas participações é abatido ao valor do ativo a remunerar. Esta opção garante a coerência com a decisão descrita acima no ponto ii. dos ajustamentos para inclusão ou exclusão de rubricas de custos, de se passarem a considerar os proveitos de valores em excesso de participações de clientes.

- ii. Partilha da poupança obtida com o investimento na rede de atendimento presencial exclusiva

No âmbito das iniciativas relacionadas com a mudança de imagem, a E-REDES investiu cerca de 1 milhão de euros na rede de atendimento presencial exclusiva, que entrou em funcionamento em novembro de 2019. Segundo informações da empresa, este investimento teria como contrapartida a obtenção de poupanças ao nível dos custos de exploração. De acordo com a Instrução ERSE n.º 4/2020, «a concretização da diferenciação de imagem corporativa, incluindo instalações de atendimento, equipamentos ou outros elementos físicos, deve ser implementada de modo gradual e incremental, assegurando a neutralidade de custos»”.

Assim, na definição dos proveitos permitidos a considerar nas tarifas 2021 decidiu-se não reconhecer a remuneração associada a este investimento, uma vez que a base de custos em vigor até 2021, definida com referência a custos de 2015 e 2016, não incorporava as poupanças dele decorrentes, das quais a empresa estaria assim a beneficiar. Ao não se reconhecer a remuneração do investimento até 2021, garantiu-se assim a neutralidade de custos para os consumidores.

Na definição de uma nova base de custos para vigorar durante o período de regulação 2022-2025, importa ponderar esta decisão. Isto é, se as poupanças proporcionadas por este investimento superarem efetivamente o seu custo, a nova base de custos deve incorporá-las, passando o investimento a ser reconhecido no ativo remunerado, de modo a assegurar a neutralidade de custos.

Nesse sentido, a ERSE solicitou à empresa informação complementar, certificada por auditores independentes, sobre os custos incorridos e poupados com este investimento. A informação recebida evidencia a existência de poupanças cujo montante supera o custo do investimento.

No contexto de uma regulação por incentivos, optou-se por partilhar equitativamente (50%/50%) entre a empresa e os consumidores as poupanças anuais obtidas, deduzidas dos custos de investimento. Esta decisão implica um corte correspondente nos valores de custos reais de 2019 e 2020 considerados na definição da componente OPEX da base de custos totais.

iii. Custos faturados pelo Gestor Integrado de Garantias do SEN

De acordo com a legislação em vigor, a partir de 2020 o Gestor Integrado de Garantias do SEN (GIG) passou a faturar diretamente aos operadores de rede os seus custos de funcionamento. A atividade desenvolvida pelo GIG para o SEN era, até essa data, desempenhada pela E-REDES, embora noutros moldes.

De modo a assegurar a neutralidade tarifária desta atividade, decidiu-se retirar estes custos dos montantes de custos reais de 2020 considerados no cálculo da nova base de custos, visto que passarão a ser reconhecidos como repasse tarifário nos proveitos permitidos desta atividade, tal como detalhado no documento «Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico», acautelando-se, deste modo, o respeito pelo princípio do equilíbrio económico-financeiro das atividades reguladas quando desempenhadas de forma eficiente.

iv. Custos com a mudança de imagem

De acordo com a Instrução ERSE n.º 4/2020, já mencionada anteriormente, «a concretização da diferenciação de imagem corporativa, incluindo instalações de atendimento, equipamentos ou outros elementos físicos, deve ser implementada de modo gradual e incremental, assegurando a neutralidade de custos...». Optou-se assim por retirar da base de custos os encargos incorridos com a mudança de imagem corporativa em 2019 e em 2020, através da correção dos custos reais dos anos respetivos.

v. Implementação da análise às recomendações da auditoria aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT)

Na definição da base de custos para o anterior período de regulação, no exercício tarifário de 2018, a ERSE incorporou as recomendações da auditoria realizada em 2015 às operações intragrupo, o que se traduziu num corte significativo da base de custos para o período de regulação 2018-2021⁵⁰.

Desde então, a ERSE tem verificado que a empresa tem vindo a implementar a generalidade das recomendações do auditor, reestruturando a sua atividade através, por exemplo, da extinção da EDP Soluções Comerciais. Contudo, em 2019 e em 2020 a E-REDES registou ainda alguns custos com a margem faturada pela EDP Estudos e Consultoria, uma das situações identificadas na referida auditoria que a ERSE não aceitou em 2018. A empresa reestruturou também esta atividade, tendo a transferência dos últimos colaboradores da EDP Estudos & Consultoria para a E-REDES ocorrido em 1 de janeiro de 2020. Embora estes custos tenham já uma expressão muito reduzida, sendo 2019 e 2020 os últimos anos em que se registam, por uma questão de coerência com as decisões passadas optou-se por retirá-los da nova base de custos.

⁵⁰ O documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2018 das empresas reguladas do setor elétrico” contém uma justificação detalhada deste ajustamento: <https://www.erse.pt/media/nl3oy0hz/proveitos-e-ajustamentos.pdf>.

Para além dos ajustamentos referidos, mantêm-se os associados aos ganhos e perdas atuariais. A revisão e a harmonização do normativo contabilístico nacional com o normativo internacional tem implicado que os movimentos associados às perdas ou ganhos atuariais deixem de ser reportados nas demonstrações de resultados. À medida que as empresas reguladas têm vindo a adotar as novas normas contabilísticas, a ERSE tem vindo a não reconhecer os ganhos e perdas atuariais para apuramento dos proveitos permitidos.

No caso particular da E-REDES, em 2012 a ERSE passou a incluir na base de custos para os períodos de regulação subsequentes um montante que refletia a amortização dos valores referentes a ganhos e perdas atuariais acumulados apenas até 2010, ano em que a empresa concretizou a transição, por forma a garantir que o efeito regulatório das alterações contabilísticas fosse neutro. Todas as perdas ou ganhos atuariais ocorridos posteriormente a 2010 não têm sido reconhecidos pela ERSE.

Para o período de regulação 2018-2021, e em harmonia com o definido para situações equivalentes, a renda relativa aos ganhos e perdas atuariais foi considerada fora da base de custos do OPEX sujeitos a metas de eficiência, uma vez que a natureza destes custos (não controláveis) não justifica a aplicação de metas de eficiência. A justificação mais detalhada do tratamento desses custos consta do documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018 a 2020». Note-se que a ERSE tem vindo a refletir as alterações dos normativos contabilísticos nas suas decisões, designadamente o reconhecimento de custos e proveitos conforme são registados na demonstração de resultados, de que é exemplo recente o tratamento dado à adoção da norma IFRS 16 relativa às locações, neste exercício de definição de bases de custos. Assim, continua a não se justificar o reconhecimento de ganhos e perdas atuarias posteriores à data de transição de normativo contabilístico.

Resumo

As figuras seguintes ilustram, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para cálculo das componentes OPEX da base de custos totais por nível de tensão, para o novo período de regulação.

Figura 5-9 – Componente OPEX da Base de Custos Totais BT - Metodologia para novo período de regulação

DEE BT OPEX		
Preços de 2020. Unidade: 10 ³ euros	2019	2020
Custos reais E-Redes	180 636	149 773
Ajustamentos para inclusão ou exclusão de rúbricas de custos	4 546	4 905
Ajustamentos à valorização de rúbricas de custos	-5 899	-1 516
Custos reais E-Redes após ajustamentos	179 283	153 163
Média dos custos reais de 2019 e de 2020, após ajustamentos		166 223
Custos aceites em tarifas (componente OPEX base de custos T2018 evoluindo com IPIB-X)	221 752	215 559
Ajustamento IFRS 16	-2 738	-2 518
Ajustamentos para inclusão ou exclusão de rúbricas de custos	4 546	4 905
Custos aceites, após ajustamentos	223 560	217 946
Média dos custos aceites de 2019 e 2020, após ajustamentos		220 753
Base de custos com partilha de ganhos (75% real/25% aceite)		179 855
Base de custos com reequilíbrio entre níveis de tensão		176 571
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> Atualizado para 2022 com aplicação de 2 anos de IPIB-X do PR 2018-2021 </div>		
DEE BT - Base custos OPEX T2022		175 703
Variação vs aceite 2019-2020		-20%
Variação vs real 2019-2020		6%

Fonte: ERSE, E-REDES

Figura 5-10 – Componente OPEX da Base de Custos Totais AT/MT - Metodologia para novo período de regulação

DEE AT/MT OPEX		
Preços de 2020. Unidade: 10 ³ euros	2019	2020
Custos reais E-Redes	132 854	140 697
Ajustamentos para inclusão ou exclusão de rubricas de custos	-1 048	-882
Ajustamentos à valorização de rubricas de custos	-1 291	-1 427
Custos reais E-Redes após ajustamentos	130 515	138 388
Média dos custos reais de 2019 e de 2020, após ajustamentos		134 452
Custos aceites em tarifas (OPEX aceite)	113 817	108 956
Ajustamento IFRS 16	-2 852	-3 165
Ajustamentos para inclusão ou exclusão de rubricas de custos	-1 048	-882
Custos aceites, após ajustamentos	109 917	104 909
Média dos custos aceites de 2019 e 2020, após ajustamentos		107 413
Base de custos com partilha de ganhos (75% real/25% aceite)		127 692
Base de custos com reequilíbrio entre níveis de tensão		130 976
Atualizado para 2022 com aplicação de 2 anos de IPiB-X e indutores do PR 2018-2021		
DEE AT/MT - Base custos OPEX T2022		132 594
Varição vs aceite 2019-2020		19%
Varição vs real 2019-2020		-3%

Fonte: ERSE, E-REDES

Além dos custos integrados na componente OPEX da base de custos totais sujeita à aplicação de metas de eficiência, são também considerados para efeitos de proveitos permitidos os seguintes custos não sujeitos à aplicação de metas de eficiência: rendas de concessão (em BT), custos com planos de reestruturação de efetivos, Caixa Cristiano Magalhães, a renda relativa a ganhos e perdas atuariais e os montantes associados

ao aluguer de equipamentos a empresas de telecomunicações, bem como outros custos não sujeitos a metas de eficiência de natureza mais específica.

DEFINIÇÃO DA COMPONENTE CAPEX

Para se obter a base de custos totais, em cada nível de tensão, além da componente de OPEX foi necessário calcular a componente associada ao CAPEX.

Para esse efeito, estimou-se o CAPEX anual (remuneração do ativo líquido médio aceite, acrescido de amortizações do exercício) para os 4 anos do período de regulação (2022 a 2025), com base na informação previsional fornecida pela empresa, e transformou-se a série anual estimada num pagamento anual equivalente. No cálculo da remuneração do ativo considerou-se a nova taxa de remuneração aplicável à atividade de distribuição para o período de regulação 2022-2025, de 4,70%, de acordo com o explicitado no capítulo 8, que foi também utilizada para calcular o pagamento anual equivalente ao CAPEX anual estimado. Refira-se que é aplicado um indutor de custos que permite variar parcialmente a taxa de remuneração com a *yield* das Obrigações de Tesouro (OT) a 10 anos, na componente do TOTEX correspondente à remuneração dos ativos, explicitado na secção 5.3.2.

No cálculo do CAPEX anual previsto para os anos de 2022 a 2025 foram desagregadas as seguintes componentes:

- CAPEX pré 2022 - componente de CAPEX estimado decorrente dos investimentos transferidos para exploração até ao final de 2021, à qual não se deverão aplicar metas de eficiência, de acordo com o Regulamento Tarifário em vigor (ponto 4 dos artigos 125.º e 126.º);
- CAPEX pós 2022 - componente decorrente dos investimentos estimados entrarem em exploração entre 2022 e 2025.

Na definição da componente CAPEX da base de custos TOTEX em BT, fez-se um ajustamento relacionado com as Energy Box (EBs) entradas em exploração entre 2015 e 2017, cuja componente inteligente estava a ser remunerada por metodologias alternativas ao incentivo ISI. Este ajustamento procura incentivar a integração destas instalações nas redes inteligentes, com benefícios para os consumidores. Em contrapartida, estas instalações passam a poder aceder ao incentivo remuneratório ISI, previsto no Regulamento dos Serviços Inteligentes (Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto), assegurando-se a neutralidade tarifária ao longo do período de aplicação do incentivo.

Os esquemas seguintes resumem a metodologia utilizada na definição da componente CAPEX da base de custos totais, para cada nível de tensão e os valores obtidos.

Figura 5-11 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais BT - Metodologia para novo período de regulação

DEE BT CAPEX				
Unidade: 10 ³ euros	2022	2023	2024	2025
Estimativa Capex pré 2022	156 614	148 126	137 716	128 602
Ajustamento EBs entradas em exploração entre 2015 e 2017	-5 619	-5 400	-5 180	-4 703
Estimativa Capex pré 2022 após ajustamento	150 995	142 726	132 536	123 899
Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@WACC)				
Base Custos Totex BT - componente CAPEX pré 2022	138 064			
Estimativa Capex pós 2022	5 769	18 853	31 987	46 839
Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@WACC)				
Base Custos Totex BT - componente CAPEX pós 2022	25 080			
Base Custos Totex BT componente CAPEX TOTAL	163 144			
CAPEX Real 2020	156 150			
Varição Base Custos vs Real 2020	4%			

Fonte: ERSE, E-REDES

Figura 5-12 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais AT/MT - Metodologia para novo período de regulação

DEE AT/MT CAPEX				
Unidade: 10 ³ euros	2022	2023	2024	2025
Estimativa Capex pré 2022	234 702	214 285	192 481	174 279
	Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@WACC)			
Base Custos Totex AT/MT - componente CAPEX pré 2022	205 102			
Estimativa Capex pós 2022	7 271	25 012	41 792	59 924
	Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@WACC)			
Base Custos Totex AT/MT - componente CAPEX pós 2022	32 497			
Base Custos Totex AT/MT componente CAPEX TOTAL	237 600			
CAPEX Real 2020				232 124
Variação Base Custos vs Real 2020				2%

Fonte: ERSE, E-REDES

As figuras seguintes detalham a evolução do CAPEX em ambos os níveis de tensão.

Figura 5-13 – Evolução do CAPEX em BT
(preços correntes)

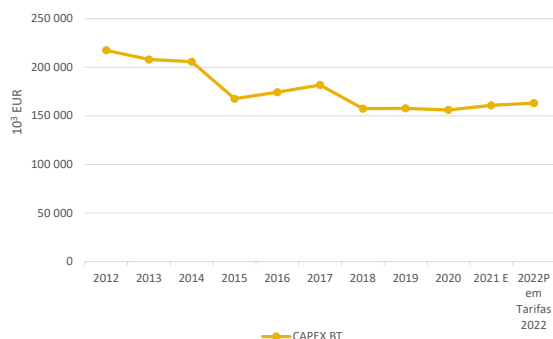
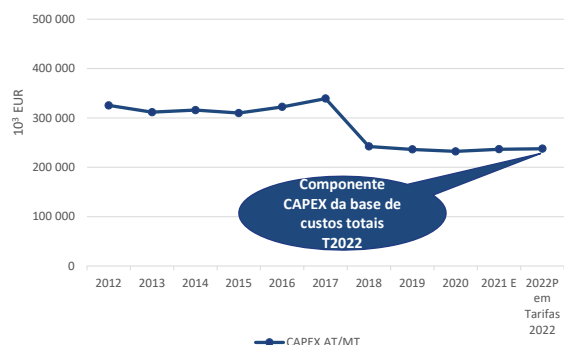


Figura 5-14 – Evolução do CAPEX em AT/MT
(preços correntes)



Fonte: ERSE, E-Rede

BASE DE CUSTOS TOTEX (OPEX + CAPEX)

Por fim, obteve-se a base de custos TOTEX, a considerar em 2022 para a atividade de DEE para cada nível de tensão, somando as componentes de OPEX, de CAPEX pré 2022 e de CAPEX pós 2022, como apresentado no quadro seguinte.

Quadro 5-3 - Bases de custos para 2022 – Níveis de Tensão BT e AT/MT

DEE - Base de Custos Totais (TOTEX) 2022	Unidade: 10 ³ EUR		
	BT	AT/MT	Total DEE
Componente OPEX	175 703	132 594	308 297
Componente Capex Pré 2022	138 064	205 102	343 166
Remuneração do RAB	45 419	68 039	113 457
Amortizações	92 645	137 064	229 709
Componente CAPEX Pós 2022	25 080	32 497	57 577
Remuneração do RAB	12 815	11 681	24 496
Amortizações	12 266	20 816	33 082
Base custos T2022	338 847	370 194	709 041
TOTEX T2021*	379 799	342 054	721 853
Variação Base Custos TOTEX T2022/T2021	-11%	8%	-2%
TOTEX Aceite 2020*	378 158	341 340	719 498
Variação Base Custos TOTEX T2022/Aceite 2020	-10%	8%	-1%

Fonte: ERSE, E-REDES

*Para efeitos de comparação, os valores do TOTEX em BT para os anos de 2020 e 2021 foram ajustados pelos proveitos suplementares com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, uma vez que o impacte da sua extração da base de custos é neutro em termos de proveitos permitidos.

5.3.2 INDUTORES DE CUSTO PARA A ATIVIDADE DE DEE

Após a definição da base de custo totais, para a implementação das metodologias de regulação aplicadas aos custos totais (TOTEX) da distribuição de energia elétrica em AT/MT e em BT é necessário aferir a divisão entre a componente fixa e a componente variável, bem como decidir a alocação desta última a indutores de custo, e respetivos pesos, que serão utilizados no apuramento dos proveitos permitidos para estas atividades.

INDUTORES DE NATUREZA ECONÓMICA E FINANCEIRA

Num primeiro momento, atenda-se a que a definição dos indutores de custo para a atividade de DEE para o período de regulação de 2022 a 2025 se encontra condicionada pelos seguintes fatores de natureza económica e financeira:

- decisão regulatória de refletir nos proveitos permitidos a evolução das condições financeiras, por forma a neutralizar essa evolução nas decisões de investimento dos operadores ao longo do período de regulação;
- restrições regulamentares associadas à recuperação dos custos com capital de ativos transferidos para exploração antes do período de regulação que se inicia em 2022, conforme estabelecido no número 4 dos artigos 125.º e 126.º do Regulamento Tarifário.

Tendo presente a formulação para o cálculo dos proveitos permitidos das atividades de DEE em AT/MT e em BT estabelecida no Regulamento Tarifário em vigor (número 1 dos artigos 125.º e 126.º, respetivamente), a ERSE adotou os seguintes indutores de natureza económico-financeira para acomodar os condicionalismos acima referidos:

- indutor associado às condições de financiamento, que procura repercutir nos proveitos permitidos a evolução da taxa de remuneração dos ativos resultante do mecanismo de indexação à *yield* das OT a dez anos (vide capítulo 8), que deste modo terá nestas atividades uma repercussão similar à que acontece nas atividades nas quais o CAPEX é determinado por uma metodologia do tipo *rate-of-return*. Pela sua conceção, este indutor atuará sobre a proporção da base de custos TOTEX correspondente às parcelas de remuneração do ativo líquido médio expectável para estas atividades, independentemente da data da sua entrada em exploração;

- indutor de neutralização da eficiência sobre obrigações passadas, que elimina a aplicação das metas de eficiência sobre a proporção da base de custos TOTEX referente às parcelas de CAPEX dos ativos transferidos para exploração antes de 2022, evoluindo ao longo do período de regulação com o inverso da aplicação acumulada das metas de eficiência, de acordo com o explicitado no quadro seguinte.

Quadro 5-4 – Aplicação do indutor de neutralização da eficiência ao longo do período de regulação⁵¹

Indutor	T2022	T2023	T2024	T2025
Fator neutralização eficiência	1	$\frac{1}{1+IPIB_t-X}$	$\frac{1}{(1+IPIB_{t-1}-X) \times (1+IPIB_t-X)}$	$\frac{1}{(1+IPIB_{t-2}-X) \times (1+IPIB_{t-1}-X) \times (1+IPIB_t-X)}$

Fonte: ERSE

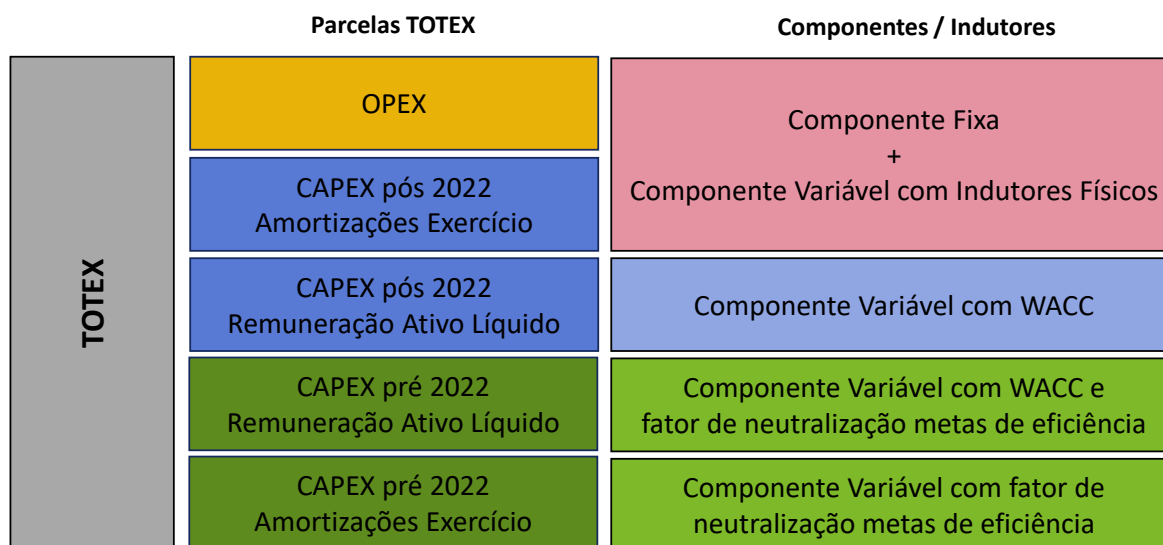
Como se verá nos pontos 5.3.2.1 e 5.3.2.2, estes indutores serão aplicados à atividade de DEE em AT/MT e à atividade de DEE em BT de forma a refletir as diferentes proporções da base de custos TOTEX, que em cada uma destas atividades correspondem às parcelas de CAPEX acima mencionadas.

A parte remanescente da base de custos TOTEX, que não está associada aos indutores económico-financeiros e que, por exclusão de partes, corresponde ao OPEX e às amortizações de ativos transferidos para exploração após 2022, será alocada a uma componente fixa e a componentes variáveis que evoluirão com indutores baseados em grandezas físicas.

A figura seguinte esquematiza a associação entre as parcelas que compõem o TOTEX sujeito a regulação por incentivos e os indutores de custo, que resulta dos condicionalismos acima descritos.

⁵¹ Neste quadro o $IPIB_t$ representa o IPIB aplicado à evolução dos indutores em cada ano de Tarifas t , de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário: taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto (variação anual terminada no 2.º trimestre do ano $t-1$).

Figura 5-15 – Relação entre parcelas do TOTEX e indutores de custo aplicados à DEE



Fonte: ERSE

Relativamente aos indutores económico-financeiros, refira-se, por fim, que não foram considerados indutores que reflitam evoluções de preços que afetam os custos de investimentos dos operadores, por exemplo preços de matérias-primas e/ou de mão-de-obra, devido à diversidade de índices a incorporar num exercício desta natureza e à complexidade em definir a sua representatividade nos custos de investimento de cada operador de rede.

INDUTORES BASEADOS EM GRANDEZAS FÍSICAS

Num segundo momento, atenda-se a que os indutores de custo devem ser representativos do ritmo de evolução da atividade da empresa e refletir a correspondente evolução do nível de custos. Como os indutores têm de ser variáveis mensuráveis, eles correspondem, geralmente, aos *outputs* das funções de produção.

Como ponto de partida, procurou-se identificar e analisar grandezas físicas que possam ter impacto nos custos de exploração (OPEX) e nos custos com capital (CAPEX) da empresa. Nesta análise optou-se por separar as grandezas físicas entre as que correspondem a *outputs* da atividade de distribuição, excluindo aquelas que se encontrem em utilização noutros incentivos regulatórios (por exemplo, qualidade de serviço e perdas), e as grandezas físicas relativas à dimensão e capacidade dos elementos das redes de distribuição.

Contudo, tanto quanto possível, pretende-se dissociar os indutores a selecionar das naturezas de custo (CAPEX ou OPEX), para que sejam transmitidos sinais de neutralidade tecnológica ao operador, procurando dar preferência à utilização de indutores que não condicionem a atuação ou as soluções a adotar pelo operador. Esta preferência é consentânea com o contexto de descentralização e inovação em que a atividade de distribuição se desenvolverá nos próximos anos, com uma dinâmica própria da transição energética em curso.

Entre as grandezas físicas identificadas pela ERSE como possíveis indutores de custo para a atividade de distribuição, destacam-se as apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 5-5 – Grandezas físicas identificadas como possíveis indutores físicos da atividade de DEE

Grupo	Grandezas físicas
Dimensão e capacidade da rede	Extensão da rede
	Número de subestações
	Número de painéis
	Número de transformadores
	Potência de transformação instalada
	Fator de utilização da potência de transformação instalada
Outputs da atividade	Energia veiculada pela rede
	Número médio de clientes
	Pontas (globais e locais) da produção ligada à rede
	Pontas (globais e locais) da carga ligada à rede
	Potência contratada na saída da rede
	Potência ligada de produtores
	Soma potências ligada produtores e contratada na saída da rede

A seleção dos indutores de custo suportados por grandezas físicas foi também condicionada pela disponibilidade e qualidade dos dados, quer em termos históricos, quer previsionais. Como auxiliar às decisões sobre os indutores foram ainda feitas avaliações qualitativas dos seguintes aspetos:

- estabilidade, que reflete maturidade da atividade, através da regularidade da evolução da grandeza física (pouca volatilidade);
- exogeneidade, que reflete a impossibilidade da empresa controlar a evolução da grandeza física em resultado das suas decisões;

- auditabilidade, associada à possibilidade de verificação e validação dos valores da grandeza física utilizada como indutor e que têm reflexo direto nos proveitos obtidos pela empresa.

Ambos os aspetos atrás referidos, restringem as escolhas do regulador, podendo levar à adoção de indutores que não são os mais representativos ou que têm menor correlação com as rubricas de custo do que seria desejável.

Para as componentes variáveis associadas a indutores suportados por grandezas físicas, o cálculo do valor unitário em 2022 foi efetuado de modo semelhante ao de um custo incremental de longo prazo, através do quociente entre o valor atual da parcela de custo a afetar ao indutor e o valor atual das quantidades previstas para a grandeza física ao longo do período de regulação, utilizando-se neste cálculo uma taxa de atualização igual à taxa de remuneração definida para a atividade⁵².

Esta opção, decorre naturalmente da metodologia usada pela ERSE para a definição das bases de custo TOTEX, que, como explicado no ponto 5.3.1, incorpora nas parcelas de CAPEX os custos com capital estimados para os quatro anos do período de regulação, os quais foram alisados ao longo do período de regulação sob forma de uma anuidade. Com esta metodologia de cálculo, o valor unitário a aplicar a cada indutor físico incorpora o efeito da evolução estimada das quantidades da grandeza física na base de custos TOTEX.

5.3.2.1 INDUTORES AT/MT

Devido aos condicionalismos que determinaram a definição de indutores de natureza económico-financeira, as parcelas remanescentes do TOTEX que poderão ser associadas a componente fixa e a componentes variáveis que evoluem com indutores físicos são o OPEX e as amortizações do exercício de ativos transferidos para exploração após 2022. Por este motivo, a análise que se segue para a seleção de possíveis indutores para a atividade de DEE em AT/MT utilizou correlações entre a evolução das grandezas físicas e a evolução destas duas naturezas de custos.

Previamente à definição dos indutores físicos, procurou-se um racional para o peso da componente fixa. Atendendo ao peso significativo da parcela de OPEX na base de custos TOTEX da atividade de DEE AT/MT do ano 2022, superior a 35% (vide Figura 5-18), e à estabilidade no perfil de proveitos permitidos que se

⁵² Genericamente, a expressão utilizada foi a seguinte: Valor unitário ponderado no período de regulação =
$$\frac{\sum_{a=2022}^{a=2025} \left[\frac{\text{Custo}_a}{(1+WACC)^a} \right]}{\sum_{a=2022}^{a=2025} \left[\frac{\text{Quantidade}_a}{(1+WACC)^a} \right]}$$

pretende obter ao aplicar uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX desta atividade, a ERSE atribuiu um maior peso à componente fixa do que à componente que varia com indutores físicos.

Adicionalmente, o facto do OPEX nesta atividade ter uma menor correlação com a maioria das grandezas físicas, como se verá adiante, sugere que se aloque a maior parte da parcela de OPEX à componente fixa. Esses indutores físicos são mais associados ao CAPEX, cujas parcelas não abrangidas pelos indutores económico-financeiros têm um peso bastante reduzido no TOTEX da atividade de DEE AT/MT (5,8%, vide também Figura 5-18).

Assim, a decisão da ERSE será no sentido de repartir a parcela remanescente do TOTEX **entre 2/3 para a componente fixa e 1/3 para a componente variável.**

Passando à análise dos possíveis indutores físicos, o Quadro 2-3 apresenta os coeficientes de correlação⁵³ obtidos entre as séries históricas das grandezas físicas e as séries históricas das amortizações e do OPEX real, agrupando as grandezas físicas por: (i) grandezas relacionadas com a dimensão e capacidade da rede e (ii) grandezas representativas dos *outputs* da atividade do operador.

Num plano qualitativo, para cada variável foram avaliadas as dimensões estabilidade, exogeneidade e auditabilidade, como anteriormente descrito, cujo resultado se apresenta no quadro seguinte.

⁵³ Valor no intervalo de -1 a 1.

Quadro 5-6 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores físicos da atividade de DEE em AT/MT⁵⁴

Dimensão e Capacidade da Rede	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Correl. c/ Amortizações		Correl. c/ OPEX
				Valor	Período	2012-2020
Extensão da rede	Alta	Média	Média	0,97	2014-2020	0,64
Número de subestações	Alta	Média	Alta	0,68	2012-2020	0,33
Número de painéis	Alta	Baixa	Baixa	0,85	2012-2020	0,49
Número de transformadores	Alta	Baixa	Média	0,95	2013-2020	0,59
Potência de transformação instalada	Alta	Média	Alta	0,76	2012-2020	0,33

Outputs da Rede de Distribuição AT/MT	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Correl. c/ Amortizações		Correl. c/ OPEX
				Valor	Período	2012-2020
Energia veiculada pela rede de AT/MT	Baixa	Alta	Alta	0,18	2012-2020	0,39
Potência ligada à rede de distribuição em AT/MT para produtores	Média	Alta	Média	0,92	2012-2020	0,30
Potência contratada por consumidores AT/MT	Média	Alta	Média	0,73	2012-2020	0,53
Soma Pot. Ligada Produtores + Pot. Contratada Saídas da Rede AT/	Média	Alta	Média	0,80	2012-2020	0,50

Fonte: ERSE

Observa-se que, de um modo geral, as correlações com o OPEX são reduzidas, enquanto que as amortizações do exercício apresentam uma elevada correlação positiva com algumas variáveis, como seja a extensão da rede, número de transformadores, número de painéis, potência ligada à rede para produtores e a agregação entre esta última e a potência contratada usada pela ERSE nos cálculos dos custos incrementais da rede. A energia veiculada, devido à sua maior volatilidade, apresenta fraca correlação com as naturezas de custo em apreço e não se apresenta como uma boa opção para indutor de custo numa metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX do tipo *revenue cap*, face à estabilidade no perfil de proveitos permitidos que se pretende obter.

Dando preferência a grandezas físicas que possam refletir os *outputs* da atividade de distribuição de energia elétrica, a potência ligada à rede de distribuição AT/MT para produtores e a potência contratada usada nos custos incrementais afiguram-se como boas opções. Conceptualmente, a agregação destas duas potências permitiria sinalizar, num único indutor, a capacidade do operador para ligar qualquer tipo de utilizadores e a sua disponibilidade para acomodar as solicitações nas entradas e nas saídas da rede. Contudo, face aos dados disponíveis para esta análise, a potência contratada usada nos custos incrementais para suporte à estrutura tarifária apresenta a desvantagem de ser uma variável cujo cálculo se baseia num conjunto de pressupostos.

⁵⁴ Devido à indisponibilidade de dados, à curta duração das séries históricas ou à qualidade insuficiente da informação, algumas grandezas do Quadro 4-1 foram abandonados nas análises de indutores da atividade de DEE em AT/MT, sem prejuízo de serem retomadas em períodos de regulação seguintes.

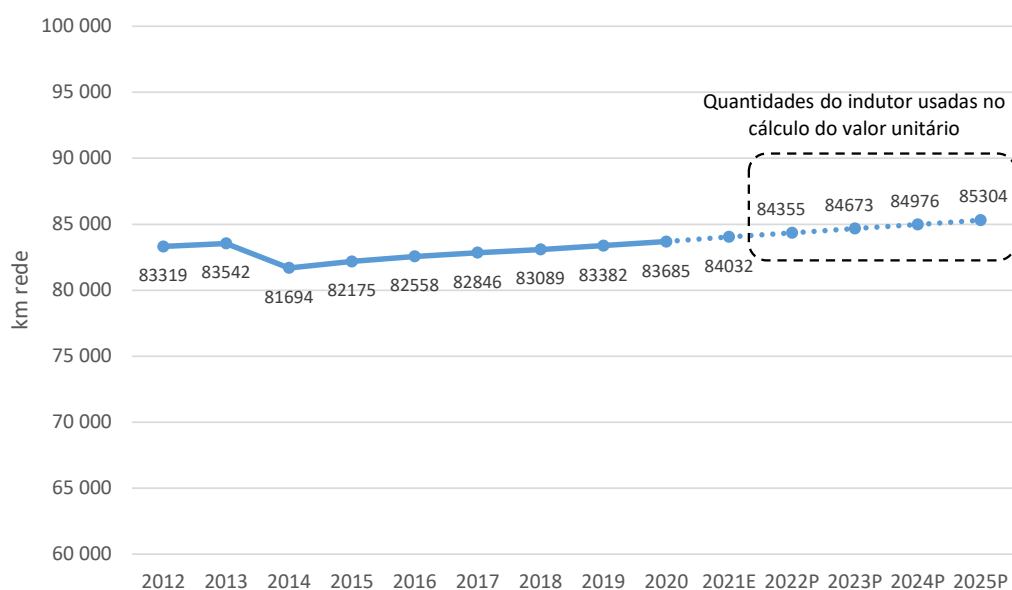
Deste modo, atento à boa correlação da potência ligada para produtores com as amortizações, esta grandeza apresenta-se como a melhor alternativa para indutor, tendo também em conta a sua elevada exogeneidade e o facto de sinalizar os desafios futuros da gestão da rede de distribuição em AT/MT associados aos recursos distribuídos.

No grupo das grandezas físicas relacionadas com a dimensão e capacidade da rede, verifica-se que a extensão da rede é a que apresenta a maior correlação, tanto com as amortizações como com o OPEX, o que suplanta a desvantagem de ser parcialmente controlada pela empresa na fase de planeamento da rede e de refletir uma visão mais física dos investimentos a realizar futuramente, que poderá desacelerar a procura de soluções baseadas em flexibilidade. Todavia, o facto de estar enquadrada por planos de investimentos, sujeitos a parecer da ERSE, mitigam este efeito

Pelos motivos explicitados, a ERSE considera que a **extensão da rede** e a **potência ligada para produtores**, são indutores físicos adequados para o primeiro período de regulação em que é aplicada a metodologia de regulação por incentivos ao TOTEX da atividade de distribuição em AT/MT, sendo ambos “auditáveis” e passíveis de monitorização pela ERSE, atenuando possíveis situações de informação assimétrica entre regulador e empresa regulada.

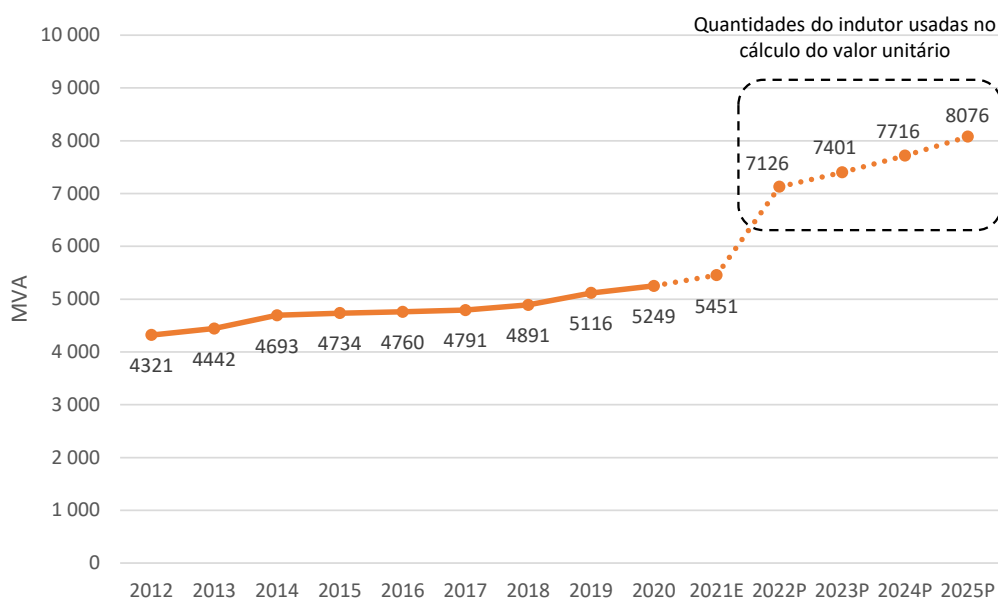
A evolução histórica e as previsões da E-REDES para estas duas grandezas físicas apresentam-se na Figura 5-16 e na Figura 5-17, constatando-se que ambas têm previsões de evolução regulares no período de regulação 2022-2025.

Figura 5-16 - Evolução da extensão da rede de distribuição em AT/MT no período de 2012 a 2025



Fonte: E-REDES, ERSE

Figura 5-17 - Evolução da potência ligada à rede de distribuição em AT/MT para produtores no período de 2012 a 2025



Fonte: E-REDES, ERSE

Como já anteriormente referido, o valor unitário de 2022 a aplicar nas componentes variáveis do TOTEX associadas a indutores físicos internalizou as previsões da empresa de quantidades de todo o período de regulação, adotando-se um princípio de cálculo semelhante ao de um custo incremental de longo prazo.

Tratando-se de indutores físicos com tendência crescente e atendendo ao facto do perfil temporal das diferentes parcelas do TOTEX ter sido alisado⁵⁵, esta opção para o cálculo do valor unitário tem impacto no proveito permitido do ano 2022 por via das componentes variáveis com evolução através destes indutores físicos, as quais deixam de ser iguais à proporção das parcelas de TOTEX determinadas no cálculo da base de custos que lhes foi alocada.

A figura seguinte resume os indutores de custos, e respetivos pesos, na atividade de distribuição em AT/MT, apresentando igualmente as etapas de afetação das parcelas da base de custos TOTEX às diferentes componentes variáveis com indutores económico-financeiros, com indutores físicos e à componente fixa. É também ilustrado o recálculo da base de custos TOTEX em 2022, que se torna necessário devido à metodologia de obtenção do valor unitário a aplicar aos indutores físicos.

⁵⁵ Relativamente à previsão para a parcela do OPEX incorporada neste cálculo, assumiu-se que será constante ao longo de todo o período de regulação 2022-2025.

Figura 5-18 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de DEE em AT/MT e recalculo do TOTEX para o ano 2022 por aplicação dos indutores físicos

1 - Componentes iniciais da Base de custos TOTEX PR 2022-2025			AT/MT 2 - Desagregação da Base de custos TOTEX por média do indutor no PR 2022-2025				3 - Recálculo do TOTEX para o ano 2022, com valor do indutor em 2022		
Componentes TOTEX DEE AT/MT a distribuir por Indutores	% TOTEX Total PR 2022-2025	Montante (10 ⁶ EUR)	Componentes TOTEX DEE AT/MT	Peso PR 2022-2025	(A) = Valor unitário Indutor 2022	Unidade do valor unitário	Indutor	(B) = Valor do Indutor T2022	(A) x (B) = Montante de cada componente (10 ⁶ EUR)
CAPEX - Remuneração RAB pré 2022	18,4%	68 039	Componente variável - Condições Financiamento pré 2022, com neutralização metas de eficiência	18,4%	1447,62993	€Milhões/(tx. Remuneração * fator neutralização eficiência)	WACC*Fator neutralização IPIB-X	4,70%	68 039
CAPEX - Amortizações pré 2022	37,0%	137 064	Componente variável - Neutralização metas de eficiência pré 2022	37,0%	137,06385	€Milhões/fator neutralização eficiência	Fator neutralização IPIB-X	1	137 064
CAPEX - Remuneração RAB pós 2022	3,2%	11 681	Componente variável - Condições Financiamento pós 2022	3,2%	248,53317	€Milhões/tx. Remuneração	WACC	4,70%	11 681
CAPEX - Amortizações pós 2022	5,6%	20 816	Componente variável - Potência Ligada de Produtores	6,9%	3 381	€/MVA	Pot. Ligada Produtores (MVA)	7126	24 095
OPEX	35,8%	132 594	Componente variável - Kms de Rede	6,9%	301,48195	€/Km	Kms de rede (kms)	84355	25 432
			Componente Fixa	27,6%	102 273	€Milhares	n.a.	n.a.	102 273
Base de Custos TOTEX 2022	100%	370 194	TOTEX Total T2022	100%					368 584

-1 610 milhares de euros

Fonte: ERSE, E-REDES

Como se observa na figura, as componentes variáveis com indutores económico-financeiros representam cerca de 59% do valor do TOTEX para 2022 da atividade de DEE em AT/MT. Como anteriormente descrito, estes indutores estão associados à parcela de CAPEX de ativos anteriores a 2022 (amortizações e remuneração de ativos) e à parcela de remuneração de ativos posteriores a 2022, conforme determinadas no ponto 5.3.1.

Recorde-se que a existência dos indutores económico-financeiros, por um lado assegura o cumprimento da disposição do número 4 do artigo 125.º do Regulamento Tarifário, excluindo da aplicação de metas de eficiência os custos com capital referentes aos ativos já em exploração antes de 2022, e, por outro, assegura a decisão da ERSE de fazer o mecanismo de indexação da taxa de remuneração atuar também nas atividades sujeitas a metodologias de regulação por incentivos aplicadas ao TOTEX.

Já o valor remanescente da base de custos TOTEX, cerca de 41% (OPEX e amortizações de ativos a transferir para exploração de 2022 em diante e ao OPEX), ao ser repartida entre 2/3 para a componente fixa e 1/3 para componentes que variam com indutores físicos, origina uma componente fixa com um peso próximo de 28% nos proveitos permitidos de 2022 e componentes variáveis com pesos da ordem de 7% para cada um dos indutores físicos, por se ter optado por uma repartição equitativa entre eles.

Devido à metodologia usada para calcular os valores unitários das componentes variáveis dos indutores físicos, que internaliza as quantidades futuras, verifica-se que ao recalculer o TOTEX aplicando os valores unitários à potência ligada de produtores e à extensão da rede previstas para 2022, obtém-se um valor de proveitos em 2022 cerca de 1,6 milhões de euros abaixo da base de custos TOTEX determinada no ponto 5.3.1., sendo esta diferença naturalmente anulada ao longo do período de regulação com a evolução da atividade.

5.3.2.2 INDUTORES BT

No período de regulação 2018-2021, quando a atividade de distribuição em BT passou a ser regulada por uma metodologia de *price cap* aplicado ao TOTEX, os indutores escolhidos procuraram refletir o contexto da atividade de distribuição em BT à data e a prudência associada à adoção de uma nova metodologia de regulação aplicada ao TOTEX. Assim, aplicou-se um indutor de natureza económico-financeira associado à necessidade de refletir a evolução das condições de financiamento e três indutores associados a grandezas fixas, a saber: i) extensão da rede de BT (medida em km); ii) potência instalada nos postos de transformação (medida em MVA) e iii) número médio de clientes ligados à rede de BT, que já vinha a ser aplicado a esta atividade como indutor para o OPEX noutros períodos de regulação.

Note-se que no período de regulação que termina em 2021 a fórmula de cálculo dos proveitos permitidos decorrentes do TOTEX na BT não incluía uma componente fixa, que se acrescentou na última revisão regulamentar.

Em linha com o descrito para os indutores da DEE em AT/MT, a existência de indutores de natureza económico-financeira faz com que a componente fixa e as componentes que variam com indutores físicos tenham de ser associadas às parcelas do TOTEX correspondentes ao OPEX e às amortizações do exercício dos ativos transferidos para exploração após 2022. Por este motivo, na análise de grandezas físicas apresentam-se as correlações com estas duas naturezas de custos na atividade de DEE em BT.

Pelas mesmas razões apontadas na atividade de DEE em AT/MT, a ERSE atribuiu um maior peso à componente fixa na atividade de DEE em BT, face à componente variável com indutores físicos, e com a mesma repartição da parcela remanescente do TOTEX entre **2/3 para a componente fixa** e **1/3 para a componente variável** (vide Figura 5-20).

O Quadro 5-7 apresenta os coeficientes de correlação obtidos entre as séries históricas das grandezas físicas e as séries históricas das amortizações e do OPEX real, para as grandezas físicas analisadas como

possíveis indutores para a atividade de DEE em BT. O quadro apresenta também a avaliação qualitativa da ERSE à estabilidade, exogeneidade e auditabilidade destas grandezas.

Quadro 5-7 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores da atividade de DEE em BT

Dimensão e Capacidade da Rede	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Correl. c/ Amortizações		Correl. c/ OPEX
				Valor	Período	2012-2020
Potência instalada PTs Distribuição	Alta	Média	Média	0,96	2015-2020	-0,94
Extensão da rede de BT	Alta	Média	Baixa	0,97	2015-2020	-0,97

Outputs da Rede de Distribuição BT	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Correl. c/ Amortizações		Correl. c/ OPEX
				Valor	Período	2012-2020
Energia fornecida pela rede de BT	Baixa	Alta	Média	-0,08	2012-2020	0,55
N.º médio de clientes	Alta	Alta	Média	0,91	2014-2020	-0,80
Potência ligada à rede distribuição BT para produtores	Média	Alta	Baixa	0,34	2012-2020	-0,95

Fonte: ERSE

O quadro mostra que as correlações das grandezas físicas com o OPEX são reduzidas no nível de tensão BT. Este resultado deve ser interpretado tendo presente a redução significativa do OPEX na BT ocorrida nos últimos anos, em virtude da massificação da instalação de contadores inteligentes e, porventura, também da reestruturação organizacional da empresa (por exemplo, a extinção da EDP Soluções Comerciais).

Por outro lado, observa-se que as amortizações do exercício apresentam uma elevada correlação com algumas grandezas físicas analisadas, como seja a potência instalada em postos de transformação, a extensão da rede e o número médio de clientes em BT, que foram utilizadas como indutores no período de regulação que termina em 2021.

O número médio de clientes, para além da boa correlação com as amortizações, tem uma evolução muito estável e não é controlável pelo operador. Pelo facto de ser uma variável associada aos *outputs* da atividade de distribuição de energia elétrica em BT, apresenta-se, de entre as variáveis analisadas, como aquela que tem as melhores características para indutor desta atividade. Ao contrário do que acontece nas redes de transporte e distribuição em AT/MT, a potência de produtores ligada à rede de distribuição em BT apresenta uma fraca correlação com as parcelas de custo a alocar aos indutores físicos (OPEX e amortizações do exercício).

No grupo das grandezas físicas relacionadas com a dimensão e capacidade da rede, verifica-se que a potência instalada em postos de transformação e a extensão da rede são similares nas correlações e nas avaliações qualitativas de estabilidade e de exogeneidade. Neste último aspeto, ambas as grandezas são

parcialmente controladas pela empresa na fase de planeamento da rede, mas no essencial dependem da expansão e reforço da rede para ligação de novos clientes e da ponta de carga ligada à rede.

Quanto à verificação destas variáveis, saliente-se que o exercício de mensuração e verificação da extensão da rede em BT em exploração se afigura muito complexo e de difícil concretização, particularmente se não houver georreferenciação da rede, o que constitui uma desvantagem deste indutor na eventual necessidade de auditoria aos valores apresentados pela empresa.

Contudo, face ao rápido desenvolvimento que se tem observado nas redes inteligentes, que se aprofundará com particular incidência nas redes em BT no processo de transição energética, a ERSE entende que a utilização de indutores relacionados com a dimensão e capacidade da rede transmite um sinal desfavorável ao desenvolvimento das redes inteligentes e à procura de soluções inovadoras para a gestão ativa das redes de BT.

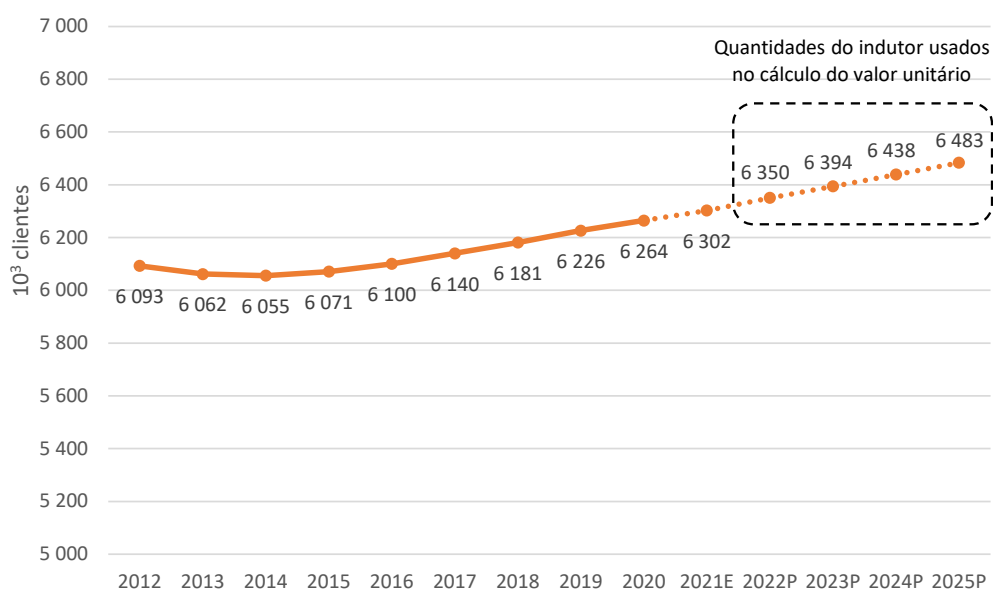
Finalmente e ao contrário do que se verifica ao nível da atividade de DEE em AT/MT, atualmente os investimentos em BT não estão enquadrados por planos de investimento aprovados e submetidos a parecer da ERSE, pelo que o carácter endógeno de indutores relacionados com a dimensão e a capacidade da rede é reforçado.

Pelos motivos expostos, a ERSE abandonou os indutores físicos “potência instalada em postos de transformação” e “extensão da rede”, utilizados no período de regulação que termina em 2021, optando apenas pelo **número médio de clientes ligados em BT** que, em grande medida, é representativo dos *outputs* da atividade de distribuição de energia elétrica em BT. Trata-se também de um indutor facilmente auditável, em face dos dados sobre clientes que são tratados regularmente pela ERSE, mitigando a assimetria de informação entre a empresa e o regulador.

Importa, ainda, sinalizar que a ERSE está ciente dos desenvolvimentos que se perspetivam para o autoconsumo, para o carregamento inteligente de veículos elétricos e para a flexibilidade da procura que poderão ter impactos nos custos da atividade de distribuição em BT. Contudo, o estado incipiente de integração na rede deste tipo de recursos não permite, ainda, uma avaliação robusta e suportada em dados históricos, pelo que se optou, num primeiro momento, por se eliminarem os indutores que possam ser diretamente associados a investimentos em reforços de capacidade da rede (transformadores e cabos), contribuindo desta forma para os desenvolvimentos que se perspetivam.

A evolução histórica e as previsões da E-REDES para o número médio de clientes em BT apresenta-se na Figura 5-19.

Figura 5-19 - Evolução do número médio de clientes em BT no período de 2012 a 2025



Fonte: E-REDES, ERSE

Como já anteriormente referido, o valor unitário de 2022 a aplicar nas componentes variáveis do TOTEX associadas a indutores físicos internalizou as previsões de quantidades de todo o período de regulação, adotando-se um princípio de cálculo semelhante ao de um custo incremental de longo prazo.

Assim, como a previsão de evolução do número médio de clientes entre 2022 e 2025 tem uma tendência crescente e as parcelas do TOTEX da atividade de DEE em BT foram alisadas para o período de regulação, obter-se-á um valor unitário da componente variável com o número médio de clientes que terá impacto no TOTEX para 2022, como se esquematiza na Figura 5-20.

Esta figura resume também os indutores de custos, e respetivos pesos, na atividade de DEE em BT, apresentando igualmente as etapas de afetação das parcelas da base de custos TOTEX às diferentes componentes variáveis com indutores económico-financeiros, com o indutor físico e à componente fixa.

Figura 5-20 – Esquemática do método de obtenção dos parâmetros da atividade de DEE em BT e recalculo do TOTEX para o ano 2022 por aplicação do indutor físico

1 - Componentes iniciais da Base de custos TOTEX PR 2022-2025			BT 2 - Desagregação da Base de custos TOTEX por média do indutor no PR 2022-2025				3 - Recálculo do TOTEX para o ano 2022, com valor do indutor em 2022		
Componentes TOTEX DEE BT a distribuir por Indutores	% TOTEX Total PR 2022-2025	Montante (10 ³ EUR)	Componentes TOTEX DEE BT	Peso PR 2022-2025	(A) = Valor unitário Indutor 2022	Unidade do valor unitário	Indutor	(B) = Valor do Indutor T2022	(A) x (B) = Montante de cada componente (10 ³ EUR)
CAPEX - Remuneração RAB pré 2022	13,4%	45 419	Componente variável - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização metas de eficiência	13,4%	966,357	€Milhões/tx. Remuneração * fator neutralização eficiência)	taxa remuneração*Fator Ajustamento IPIB-X	4,70%	45 419
CAPEX - Amortizações pré 2022	27,3%	92 645	Componente variável - Neutralização metas de eficiência	27,3%	92,64498	€Milhões/fator neutralização eficiência	Fator Ajustamento IPIB-X	1	92 645
CAPEX - Remuneração RAB pós 2022	3,8%	12 815	Componente variável - Condições de financiamento pós 2022	3,8%	272,64942	€Milhões/tx. Remuneração	taxa remuneração	4,70%	12 815
CAPEX - Amortizações pós 2022	3,6%	12 266	Componente variável - Número médio de Clientes	18,5%	9,76917	€/cliente	# médio de clientes	6 349 937	62 034
OPEX	51,9%	175 703	Componente Fixa (10 ³ EUR)	37,0%	125 312	€Milhares	n.a.	n.a.	125 312
Base de Custos TOTEX 2022	100%	338 847	TOTEX Proveitos T2022	100%					338 224

-623 milhares de euros

Fonte: ERSE

A figura mostra que na atividade de DEE em BT, o peso das componentes variáveis com indutores económico-financeiros, de cerca de 45% do valor do TOTEX previsto para 2022, é inferior ao que acontece na DEE em AT/MT (59%). Esta diferença nos pesos das componentes da metodologia TOTEX, decorre do peso mais acentuado da parcela de OPEX na atividade de DEE em BT (aproximadamente 52% da base custos TOTEX da BT, conforme determinado no ponto 5.3.1), bem como da metodologia de alocação utilizada.

Quanto ao valor remanescente do TOTEX (55%), a sua repartição entre 2/3 para a componente fixa e 1/3 para a componente que varia com o indutor físico, com o racional já anteriormente descrito, origina uma componente fixa com um peso de 37% da base custos TOTEX e uma componente variável com o número médio de clientes com um peso de 18,5%.

A metodologia usada para calcular os valores unitários das componentes variáveis dos indutores físicos, que internaliza as quantidades futuras, origina um proveito em 2022 de cerca de 0,6 milhões de euros abaixo da base de custos TOTEX para 2022 determinada no ponto 5.3.1., decorrente do recalculo do TOTEX com aplicação do valor unitário da componente variável ao número médio de clientes previsto para 2022, que será naturalmente anulado ao longo do período de regulação.

5.3.3 METAS DE EFICIÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE DEE

As metas de eficiência assumem um carácter fundamental na implementação de regulação por incentivos e a sua definição deve seguir critérios rigorosos de modo a permitir os objetivos estabelecidos. De forma a aferir as metas de eficiência, as análises de *benchmarking*, nas quais se compara o nível de eficiência de *peers*, constituem um método largamente utilizado pelos diferentes reguladores, ao permitirem avaliar a distância entre o nível efetivo de eficiência das empresas reguladas e a fronteira de eficiência.

Neste contexto, a ERSE realizou, em 2021, o estudo de *benchmarking*, documento «Estudo de Benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição» que faz parte do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025», com o principal objetivo de produzir estimativas de eficiência de custos dos operadores de sistemas de distribuição, contribuindo para a definição de metas de eficiência da atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT e em BT da E-REDES, S.A para o período de regulação que se inicia em 2022.

Analisando os resultados dos vários modelos estimados (secção 5 do “Estudo de Benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição”), pode-se concluir que a E-REDES apresenta resultados positivos relativamente ao contexto detalhado no estudo. A definição dos modelos teve em consideração a conjugação do OPEX ou do TOTEX como variáveis de *inputs* com o número de pontos de abastecimentos, extensão da rede e a energia distribuída como variáveis de *outputs*. Nos diferentes modelos, estimados por via de diferentes metodologias, a empresa posiciona-se entre o 1º quartil de resultados e a fronteira de eficiência. Contudo, nos modelos de 1 ou 2 outputs, só se posiciona na fronteira de eficiência nos modelos em que se considera o ajuste das rúbricas dos ativos por via da paridade poder de compra ou no modelo não paramétrico com rendimentos variáveis à escala. As alterações de metodologias regulatórias introduzidas no novo período de regulação 2022-2025, designadamente a aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* aplicado ao TOTEX combinada com um mecanismo de ajustamento parcial ou total (a partir de um certo nível) dos ganhos ou perdas de eficiência, justificam que: i) se releve os resultados dos modelos TOTEX, em detrimento dos modelos com OPEX; ii) se mantenha um grau mínimo de exigência.

No sentido de dotar a ERSE de diferentes elementos de suporte à decisão de definição de metas de eficiência, à semelhança do ocorrido nos períodos de regulação anteriores, recorreu-se ao cálculo do Índice de *Malmquist*. A sua base, descrição teórica e apresentação de resultados podem ser consultados no “Estudo de Benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição”. Esta análise corrobora os resultados obtidos nos modelos com rendimentos variáveis à escala que posicionaram a empresa na fronteira de eficiência. Registe-se que os ganhos relativos ao *Total Factor Productivity* obtidos pela E-REDES no período

de 2018 a 2019 ficam a dever-se, em grande medida, ao progresso tecnológico, dado que a empresa regista um *frontier shift effect* de 0,5% (neste período, os resultados evidenciam uma ligeira ineficiência de escala).

Assim, as análises anteriormente efetuadas permitem concluir que: (i) a empresa tem vindo a reduzir os seus custos; (ii) o desempenho face às metas impostas pelo regulador tem sido positivo; (iii) o resultado do estudo de *benchmarking* revela-se positivo, estando próximo ou na fronteira de eficiência.

Face ao exposto, decidiu-se aplicar uma meta de eficiência que permita garantir a manutenção do esforço da E-REDES no sentido de diminuir os custos decorrente do progresso tecnológico, que fará evoluir naturalmente a fronteira de eficiência, acrescido de uma margem para contemplar impactes da variação dos pressupostos considerados na análise.

Finalmente, importa ter em conta que o processo de definição da componente OPEX da nova base de custos totais da E-REDES reflete já uma exigência de eficiência adicional, uma vez que se atribuiu uma maior ponderação aos custos reais da empresa (em 75%, face a 25% de ponderação para os custos aceites), partilhando-se com os consumidores a maior parte dos ganhos de eficiência obtidos no período de regulação que termina em 2021.

Deste modo, a ERSE considera adequada uma meta de eficiência de **0,75%** a aplicar aos custos elegíveis (Componente OPEX e Componente CAPEX a partir de 2022), de acordo com a metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX no período de regulação 2022-2025.

5.3.4 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DEE

Assim, para o período de regulação 2022-2025 consideram-se os parâmetros apresentados nos quadros seguintes.

Quadro 5-8 – Parâmetros para o período de regulação 2022-2025 – Atividade de distribuição em BT

Parâmetros BT	2022	2023 - 2025
	Base de Custos TOTEX (10³ EUR)	338 847
Fator de eficiência		0,75%
Componente Fixa (10 ³ EUR)	125 312	
Componente variável unitária - Condições Financiamento pré 2022, com neutralização metas de eficiência (€Milhões/(tx. remuneração*fator neutralização eficiência))	966,357	
Componente variável unitária - Neutralização metas de eficiência pré 2022 (€Milhões/fator neutralização eficiência)	92,64498	
Componente variável unitária - Condições Financiamento pós 2022 (€Milhões/tx. remuneração)	272,64942	
Componente variável unitária - número médio de clientes BT (€/cliente)	9,76917	

Fonte: ERSE, E-REDES

Quadro 5-9 – Parâmetros para o período de regulação 2022-2025 – Atividade de distribuição em AT/MT

Parâmetros AT/MT	2022	2023 - 2025
	Base de Custos TOTEX (10³ EUR)	370 194
Fator de eficiência (%)		0,75%
Componente fixa (10 ³ EUR)	102 273	
Componente variável unitária - Condições Financiamento pré 2022, com neutralização metas de eficiência (€Milhões/(tx. remuneração*fator neutralização eficiência))	1447,62993	
Componente variável unitária - Neutralização metas de eficiência pré 2022 (€Milhões/fator neutralização eficiência)	137,06385	
Componente variável unitária - Condições Financiamento pós 2022 (€Milhões/tx. remuneração)	248,53317	
Componente variável unitária - Potência Ligada de Produtores (€/MVA)	3381,15615	
Componente variável unitária - Kms de Rede(€/Km)	301,48195	

Fonte: ERSE, E-REDES

Como visto anteriormente, comparando com o período de regulação que termina em 2021, conclui-se que a base de custos TOTEX para a totalidade da atividade de DEE, definida para 2022, é cerca de 2% inferior ao valor equivalente de TOTEX em Tarifas de 2021 e ao valor aceite pela ERSE para 2020 (baseado em dados reais de ajustamentos). Comparando com o custo real equivalente da empresa em 2020, a nova base de custos é cerca de 2% superior.

5.4 MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

5.4.1 ENQUADRAMENTO

Neste novo período de regulação, em complemento da metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais nas atividades de TEE e de DEE em AT/MT, introduziu-se um mecanismo de partilha de ganhos ou perdas, ocorridas no período de regulação⁵⁶, que é ativado apenas a partir de determinados limiares de rentabilidade.

Este mecanismo é calculado passado um ano do fim do período de regulação ao qual se aplica (ou seja, no segundo ano do período de regulação seguinte), de modo a utilizar valores reais e auditados de todos os anos do período de regulação. De modo a minimizar os riscos de instabilidade tarifária, os montantes que possam advir da aplicação do mecanismo são repercutidos gradualmente até ao fim do período de regulação seguinte (entre o segundo e o último ano), garantindo a neutralidade financeira dessa repercussão gradual.

Em linhas gerais, o mecanismo adotado pretende avaliar, para cada ano do período de regulação, os desvios de rentabilidade da atividade face à taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE. Uma vez que o mecanismo de partilha tem aplicação no horizonte de um período de regulação, a sua ativação resultará da comparação da média das rentabilidades operacionais regulatórias verificadas nos anos desse período de regulação com a média das taxas de remuneração no mesmo período. No cálculo da rentabilidade não são considerados os proveitos permitidos fora das bases de custos que constituem o TOTEX e que foram descritas nos pontos anteriores, nem os que decorrem dos incentivos aplicados à atividade de DEE (incentivo à melhoria da qualidade de serviço, incentivo à redução de perdas e incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes).

De modo a que o mecanismo seja progressivo e permita incentivar de facto as empresas a terem ganhos de eficiência, existem três bandas, que correspondem a diferentes magnitudes de desvios da rentabilidade, por excesso ou por defeito, em relação à taxa de remuneração dos ativos, caracterizadas da seguinte forma:

⁵⁶ N.º 5 do artigo 118.º, n.º 5 do artigo 125.º e n.º 5 do artigo 126.º do Regulamento Tarifário. A justificação e a mecânica deste incentivo encontram-se detalhados nos documentos associados à Consulta Pública n.º 101: <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-101/>.

- banda normal, em que a rentabilidade se encontra dentro de valores normais em relação à taxa de remuneração, não havendo lugar a qualquer partilha de ganhos ou perdas entre empresas e consumidores;
- banda moderada, em que a rentabilidade se desvia moderadamente da taxa de remuneração (acima de um *spread* designado por δ^{MOD} , mas abaixo do *spread* que define o início da banda extrema), havendo lugar a uma partilha equitativa de ganhos ou perdas entre empresas e consumidores, ou seja, com fator de partilha igual a 0,5;
- banda extrema, em que a rentabilidade se desvia criticamente da taxa de remuneração (acima de um *spread* designado por δ^{EXT}), havendo lugar a uma reposição total de ganhos ou perdas que se verifiquem acima do limiar da banda, ou seja, o fator de partilha dentro desta banda é igual a 1;

Desta forma, para a aplicação deste mecanismo será necessário definir os parâmetros que delimitam as três bandas. Em concreto, para as atividades de distribuição de energia elétrica em AT/MT e em BT, os parâmetros a definir são:

- $\delta_{\text{URD,NT}}^{\text{MOD}}$: *spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT;
- $\delta_{\text{URD,NT}}^{\text{EXT}}$: *spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT;
- $\delta_{\text{URD,BT}}^{\text{MOD}}$: *spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT;
- $\delta_{\text{URD,BT}}^{\text{EXT}}$: *spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT.

Os critérios que competem para a escolha destes *spreads* δ são os seguintes:

- impacte na rentabilidade final obtida pela empresa – pretende-se não comprometer a solvabilidade da empresa, pelo que a rentabilidade final efetiva após aplicação da partilha não pode resultar numa taxa inferior ao custo da dívida antes de impostos considerado no cálculo do custo de capital (WACC) definido para o novo período de regulação. Ao mesmo tempo, tendo em conta este referencial e a simetria da aplicação do mecanismo, quer-se assegurar que a banda extrema

não seja demasiado elevada face ao custo de oportunidade da atividade, de modo a impedir a criação de rendas regulatórias;

- impacte nos sinais da regulação por incentivos – pretende-se garantir que se mantêm incentivos à redução de custos e ao aumento da eficiência na alocação de recursos, tão mais fortes quanto maior for o potencial de ganho para a empresa. Ou seja, o mecanismo deve garantir uma margem adequada entre o montante potencial de ajustamentos que resulta da sua aplicação e a parcela da base de custos TOTEX sujeita a metas de eficiência, de modo a não limitar em demasia os sinais da regulação por incentivos aplicada ao TOTEX;
- especificidades das empresas – devem considerar-se as especificidades das empresas em termos de estrutura de custos, com vista a assegurar uma aplicação equivalente do mecanismo nas diferentes atividades, o que se pode traduzir na definição de *spreads* diferentes, mas a que correspondem margens de atuação semelhantes.

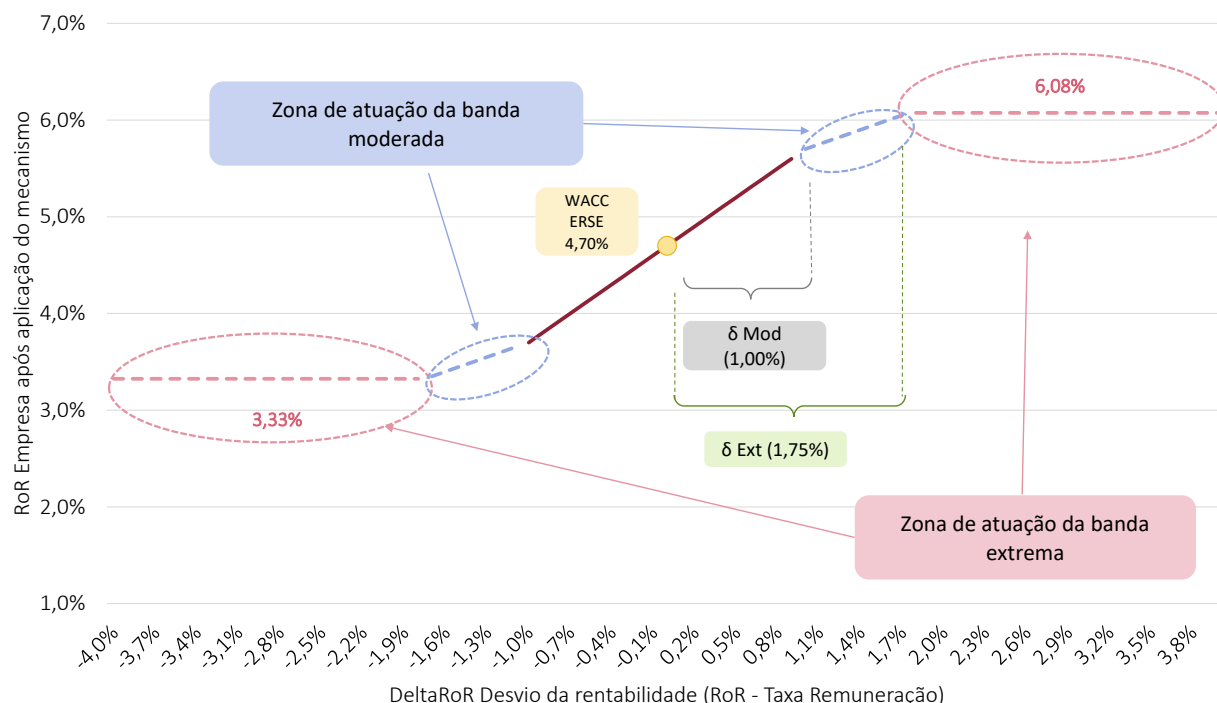
5.4.2 PARÂMETROS

Sendo as atividades de DEE em AT/MT e de DEE em BT desenvolvidas pela mesma empresa, os *spreads* que definem o início das bandas são iguais para os dois níveis de tensão ($\delta_{URD,NT}^{MOD} = \delta_{URD,BT}^{MOD}$ e $\delta_{URD,NT}^{EXT} = \delta_{URD,BT}^{EXT}$).

Ponderados os impactes da amplitude da banda aplicável à atividade de DEE na rentabilidade da empresa e na eficácia dos incentivos subjacentes à metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX, o valor do *spread* da banda extrema δ^{EXT} adotado para a DEE é de 1,75pp. De modo a garantir a coerência deste mecanismo com as bases de custos totais iniciais por nível de tensão, o valor para a definição da banda moderada fixa-se em 1,00pp..

Aplicando a metodologia apresentada anteriormente, foi realizada uma simulação com os resultados em termos de intervalo de valores possíveis de rentabilidade a obter pela empresa, que se apresentam na figura seguinte.

Figura 5-21 – Simulação de intervalo de variação da rentabilidade efetiva da atividade de DEE após aplicação do mecanismo de partilha



Fonte: ERSE, E-REDES

De acordo com os pressupostos utilizados nesta simulação, calculou-se também o impacto da aplicação do mecanismo de partilha, com os parâmetros definidos, no montante de desvio máximo anual de lucros ou prejuízos permitidos reais disponível para a empresa, face à rentabilidade definida pela ERSE.

Por mera referência, visto o valor do mecanismo ser calculado para o conjunto do período de regulação e não apenas para um ano, refira-se que o valor de desvio máximo anual obtido representa cerca de 11% dos proveitos da DEE sujeitos a metas de eficiência (OPEX e CAPEX pós 2022). Esta simulação, que diz respeito ao ano de 2022, não considera o efeito de evolução da atividade ao longo do período de regulação.

O quadro seguinte resume os parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas aplicáveis à atividade de DEE em AT/MT e em BT para o período de regulação 2022-2025.

Quadro 5-10 – Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de DEE em AT/MT e em BT para o período de regulação 2022-2025

Parâmetro	Descrição	Valor PR 2022-2025
$\delta_{URD,NT}^{MOD}$	<i>spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT	1,00%
$\delta_{URD,NT}^{EXT}$	<i>spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para os níveis de tensão de AT e de MT	1,75%
$\delta_{URD,BT}^{MOD}$	<i>spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	1,00%
$\delta_{URD,BT}^{EXT}$	<i>spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT	1,75%

Fonte: ERSE

5.5 INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

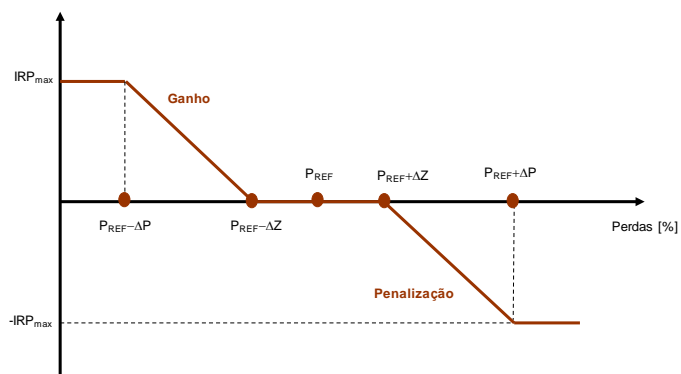
5.5.1 ENQUADRAMENTO

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, em vigor desde 1999, visa influenciar as decisões de investimento e de operação das redes elétricas, por parte do operador da RND, relativamente a projetos e ações que permitam alcançar reduções de perdas. Assim, este mecanismo baseou-se, até agora, no balanço anual de energia e permite premiar o desempenho do operador da RND, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência estabelecido pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior a esse valor de referência.

Até ao atual período de regulação (2021) o mecanismo de incentivo correspondia a uma componente única, simétrica com valorização indexada ao valor unitário da energia em mercado e que inclui uma zona

de banda morta, em torno do valor de referência, e zonas de saturação após atingidos os valores máximos de penalidade ou prémio, tal como ilustrado na Figura 5-22.

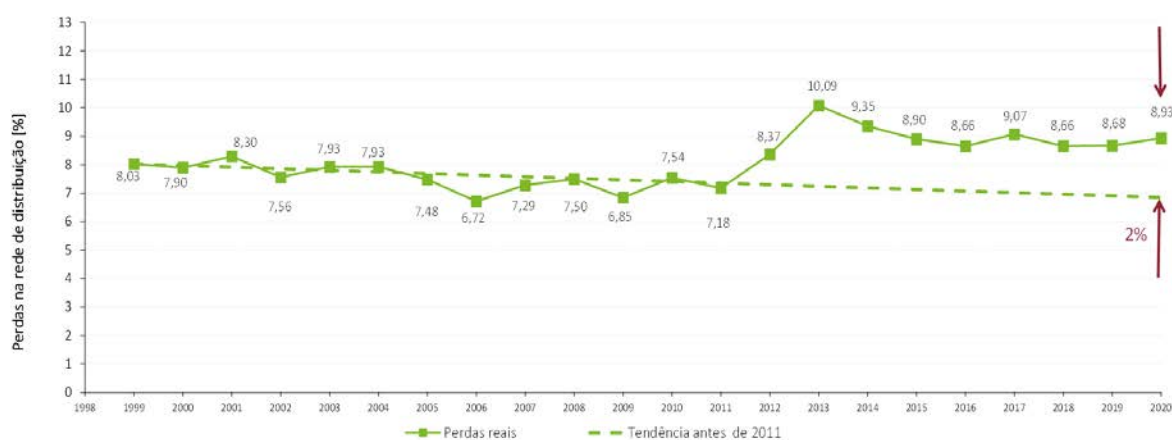
Figura 5-22 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Fonte: ERSE

A Figura 5-23 mostra a evolução ocorrida das perdas nas redes de distribuição e a linha de tendência da evolução ocorrida até 2011 projetada para os anos seguintes, sendo possível identificar que até 2011, durante 13 anos, o valor anual das perdas (diferença entre os valores de energia entregue pela rede ao consumo e de energia injetada pela produção na rede) estava em linha com aquelas que se associavam às perdas elétricas das redes elétricas de distribuição (AT, MT e BT). Em 2012, com a crise económica então vivida, constatou-se um elevado acréscimo dessa diferença que se mantém, apesar da ligeira redução entretanto ocorrida. Em 2020 constata-se que é de cerca de 2% a diferença entre os valores atuais e os verificados antes da referida crise de 2012.

Figura 5-23 - Evolução das perdas nas redes de distribuição de 1999 a 2019 e linha de tendência da evolução antes de 2011



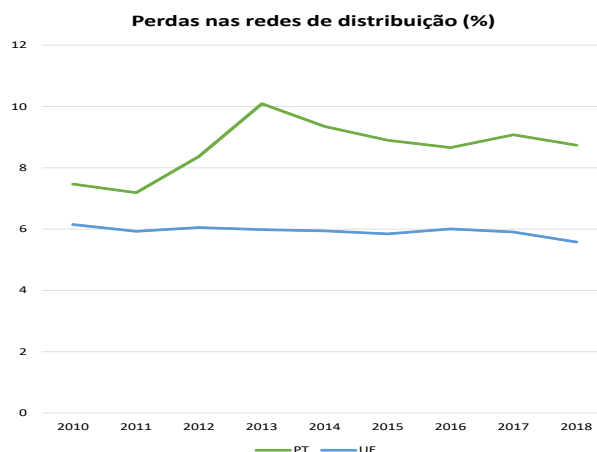
Fonte: ERSE, E-REDES

Numa perspetiva de comparação de desempenho com outras redes europeias de distribuição de energia elétrica, o “2nd CEER Report on Power Losses”⁵⁷, de março de 2020, permite uma comparação relativamente atualizada para a evolução das perdas nas redes de transporte e de distribuição. Com base nos dados disponibilizados nesse relatório do CEER, a Figura 5-24 ilustra a evolução das perdas nas redes de distribuição em Portugal, comparando-a com a média⁵⁸ dos países da União Europeia, verificando-se que até 2011 existia um diferencial da ordem do 1%, após essa data o diferencial aumentou consideravelmente e se mantém até hoje na ordem dos 3%.

⁵⁷ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fd4178b4-ed00-6d06-5f4b-8b87d630b060>

⁵⁸ Para efeitos da média referida, não foram considerados os sistemas insulares de Chipre e de Malta.

Figura 5-24 - Evolução das perdas nas redes de distribuição em Portugal e na União Europeia



Fonte: ERSE, 2nd CEER Report on Power Losses

Foi possível identificar, pelo menos, parte das razões que podem justificar esta situação, tendo o operador da RND dado início a uma atuação sistemática no âmbito do combate ao consumo ilícito de energia elétrica que começou a apresentar resultados em 2018. Para os quantificar, foi identificado o volume recuperado, pelo operador da RND, de energia elétrica associada ao consumo ilícito, e o montante que tem vindo a ser devolvido, na íntegra, através dos ajustamentos aos proveitos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, tal como consta do Quadro 5-11.

Quadro 5-11 - Resultado da atuação no âmbito das ações de combate ao consumo ilícito

2018	2019	2020
116 GWh	126 GWh	141 GWh
5,967 M€	4,514 M€	3,635 M€

Fonte: E-Redes

Valorizando ao preço “tradicional” no mercado de 50 €/MWh, recorda-se que 100 GWh de energia elétrica correspondem a 5 M€. Se adicionarmos as tarifas de acesso às redes, o valor da recuperação deste consumo ilícito variará entre 10 M€ (se ocorresse todo em MT) e 18 M€ (se ocorresse todo em BTN).

5.5.2 MECANISMO A APLICAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 23 de agosto.

No âmbito da preparação do próximo período de regulação 2022-2025, decidiu-se dar uma especial importância a esta situação e, assim, a revisão do Regulamento Tarifário de agosto de 2021, após consulta pública, alterou substancialmente o atual mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição. Assim, para o período de regulação 2022-2025, este mecanismo de incentivo passou a ser constituído por três componentes, uma delas diretamente associada aos resultados do balanço anual de energia (componente 1) e outras duas associadas aos resultados que venham a ser alcançados com as ações de mitigação do consumo ilícito desenvolvidas pelo operador da RND (componentes 2 e 3).

Estas duas novas componentes 2 e 3 correspondem a uma partilha entre os consumidores e o operador da RND dos montantes que, anualmente, vierem a ser recuperados pelas ações de mitigação do consumo ilícito e dependem unicamente da dimensão do sucesso dessas ações. Nesse sentido, não envolvem encargos adicionais para os consumidores e são um incentivo para o operador da RND melhorar o seu desempenho neste domínio.

Nos termos do Regulamento Tarifário, o incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ($PP_{URD,NT,t-2}$) é calculado da seguinte forma:

$$PP_{URD,NT,t-2} = PP_{1,URD,NT,t-2} + PP_{2,URD,NT,t-2} + PP_{3,URD,NT,t-2}$$

em que

$PP_{1,URD,NT,t-2}$ Componente 1, associada ao balanço anual das perdas.

$PP_{2,URD,NT,t-2}$ Componente 2, associada aos montantes devolvidos ao sistema.

$PP_{3,URD,NT,t-2}$ Componente 3, associada a um incentivo ao reforço da mitigação do consumo ilícito.

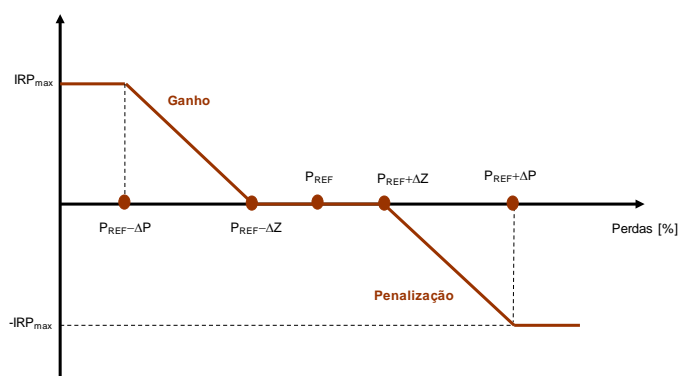
COMPONENTE 1

A componente 1 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, que resultou da revisão do Regulamento Tarifário de agosto de 2021, é baseada no balanço anual de energia com os

valores de percentagem das perdas referidos à energia medida à entrada e corresponde a um mecanismo simétrico com valorização indexada ao valor unitário da energia em mercado e que inclui uma zona de banda morta, em torno do valor de referência, e zonas de saturação após atingidos os valores máximos de penalidade ou prémio, tal como ilustrado na Figura 5-31.

Tendo em consideração a flutuação recente da valorização da energia elétrica no mercado, de modo a reduzir o risco associado a este incentivo optou-se por assumir, para efeitos de aplicação desta componente 1 do incentivo e para todo o período de regulação 2022-2025, um valor da energia no mercado diário de 50 €/MWh.

Figura 5-25 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025



Fonte: ERSE

A componente 1 ($PP_{1,URD,NT,t-2}$) depende do valor das perdas, P_{t-2} , nos seguintes termos:

Quando: $P_{t-2} < P_{REF,t-2} - \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = \text{Min}\{IRP_{\text{max},t-2}, [(P_{REF,t-2} - \Delta Z) - P_{t-2}] \times E_{t-2}^D \times V_{p1,t-2}\} \quad (1)$$

Quando: $P_{t-2} > P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = \text{Max}\{IRP_{\text{min},t-2}, [(P_{REF,t-2} + \Delta Z) - P_{t-2}] \times E_{t-2}^D \times V_{p1,t-2}\} \quad (2)$$

Quando: $P_{REF,t-2} - \Delta Z \leq P_{t-2} \leq P_{REF,t-2} + \Delta Z$

$$PP_{1,URD,NT,t-2} = 0 \quad (3)$$

em que:

(4)

$$IRP_{\max,t-2} = -IRP_{\min,t-2} = (\Delta P - \Delta Z) \times E_{t-2}^D \times V_{p1,t-2}$$

e sendo:

$PP_{1,URD,NT,t-2}$	Incentivo à redução das perdas na rede de distribuição, no ano t-2
$IRP_{\max,t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2
$IRP_{\min,t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo à redução de perdas, no ano t-2
$V_{p1,t-2}$	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em Euros por kWh, a definir pela ERSE
$P_{REF,t-2}$	Nível de referência das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em percentagem
P_{t-2}	Nível de perdas no ano t-2, em percentagem, dado pelo quociente entre as perdas e a energia ativa medida à entrada da rede de distribuição
E_{t-2}^D	Total da energia elétrica medida à entrada da rede de distribuição no ano t-2, em kWh
ΔZ	Varição da banda morta (%) dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas.
ΔP	Varição máxima da banda (%) para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas que assegura um valor máximo de prémio ou penalidade associado a este incentivo

Para o período de regulação 2022-2025, os parâmetros fixados pela ERSE para esta componente 1 têm em consideração:

- Uma evolução para os valores anuais das perdas de referência, P_{REF} , que têm em atenção o passado recente e em que é estabelecida uma meta de melhoria de desempenho que permita, ao longo dos 4 anos do período de regulação, aproximar o desempenho das redes de distribuição de Portugal continental com os valores característicos de redes equivalentes de outros países europeus. Como consequência, o valor das perdas de referência para 2022 é fixado em 8,50% e, sucessivamente, para 8,25% para 2023 e 8,00% e 7,75%, respetivamente, para 2024 e 2025.
- Um parâmetro de valorização unitária do incentivo, V_{p1} , de 25 €/MWh, definido a partir de metade do valor assumido para o mercado diário de 50 €/MWh, fixo para todo o período de regulação.

- Um valor de 0,75% para a banda morta (ΔZ), dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização) e que assegura uma neutralidade para situações fortuitas.
- Um valor de ΔP de 2,50% com carácter simétrico, da banda para aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização) que assegura um valor máximo de prémio ou penalidade associado a este incentivo.
- Um valor máximo para o prémio (IRP_{max}) ou penalidade (IRP_{min}) a aplicar pela componente 1 do incentivo no valor de 20 milhões de euros, independente do que for a valorização unitária média anual da energia em mercado.

A Figura 5-26 ilustra a evolução dos parâmetros da componente 1 do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição a vigorar para o período de regulação 2022-2025.

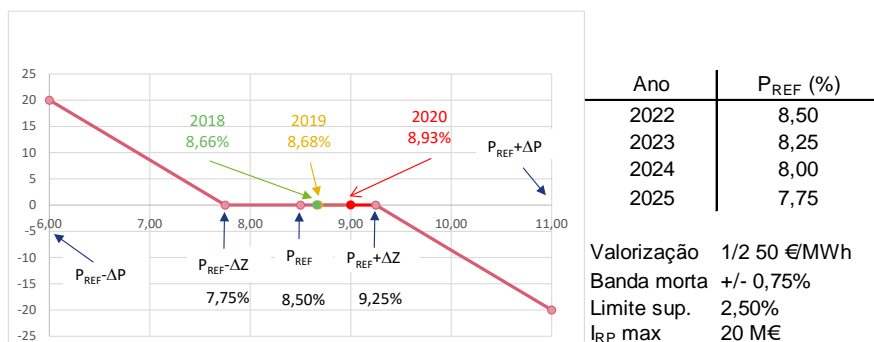
Figura 5-26 - Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo para o período de regulação 2022-2025



Fonte: ERSE, E-Redes

A Figura 5-33 ilustra a aplicação da componente 1 para o ano de 2022, com os valores característicos e das perdas ocorridas nos últimos anos.

Figura 5-27 - Aplicação da componente 1 para o ano de 2022 e perdas ocorridas nos últimos anos



COMPONENTE 2

A componente 2 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, que resultou da revisão do Regulamento Tarifário de agosto de 2021, corresponde a uma partilha direta com o operador da RND dos resultados obtidos nas ações por ele desenvolvidas de combate ao consumo ilícito. O montante recuperado pelas ações de combate ao consumo ilícito (MR) será partilhado em função do valor de uma percentagem de partilha (k), a ser definida para o período de regulação.

A componente 2 ($PP_{2,URD,NT,t-2}$) é calculada da seguinte forma:

$$PP_{2,URD,NT,t-2} = K \times MR_{t-2}$$

em que

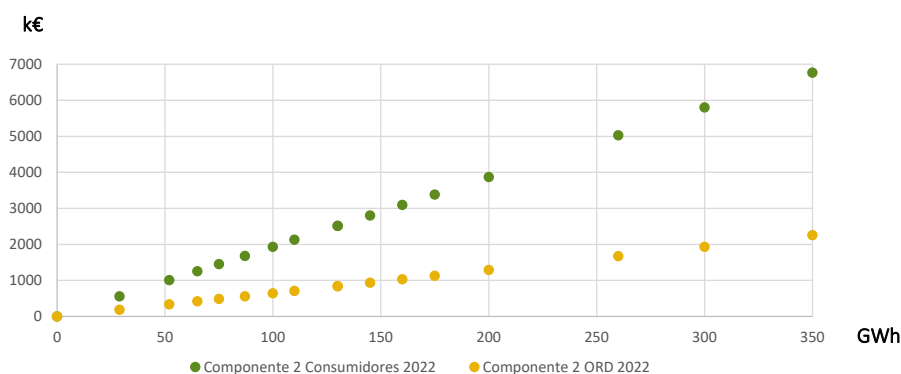
k Percentagem a definir pela ERSE

MR_{t-2} Montante recuperado no âmbito das ações de mitigação do consumo ilícito no ano t-2, em Euros

Sendo k a percentagem a partilhar com o operador da RND, o SEN passa a recuperar (1-k) do montante recuperado e estabelece-se, para o período de regulação 2022-2025, um valor de $k = 25\%$.

Unicamente como exemplo e usando os valores de 2020 (a partir do Quadro 5-11), a figura seguinte apresenta o resultado da referida partilha entre os consumidores e o operador da RND, em função da energia que vier a ser recuperada.

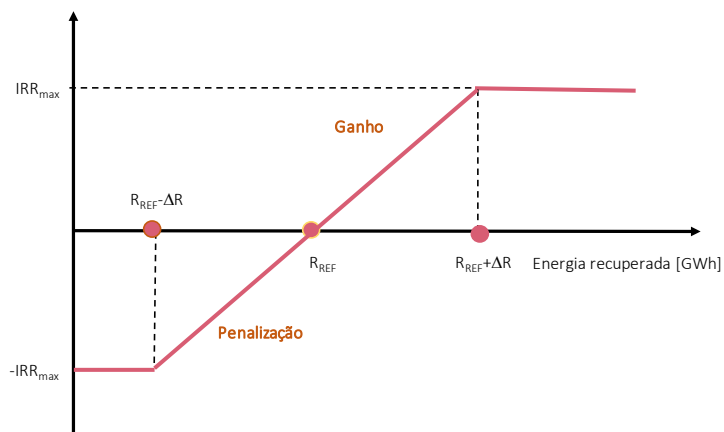
Figura 5-28 – Exemplo de resultado da aplicação da componente 2 em função da energia que vier a ser recuperada



COMPONENTE 3

A componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição, que resultou da revisão do Regulamento Tarifário de agosto de 2021, corresponde a um incentivo adicional (prémio ou penalização) aplicado ao sucesso das ações de combate ao consumo ilícito. Corresponde a um mecanismo de incentivo do tipo linear, limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade em função da energia recuperada anualmente, tal como ilustrado na Figura 5-29,

Figura 5-29 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



Fonte: ERSE

A componente 3 ($PP_{3,URD,NT,t-2}$) depende do valor da energia recuperada, ER_{t-2} , nos seguintes termos:

Quando: $R_{t-2} < R_{REF,t-2}$

$$PP_{3,URD,NT,t-2} = \text{Max} \left[-IRR_{\text{max},t-2}, \left(R_{t-2} - R_{\text{REF},t-2} \right) \times V_{p3,t-2} \right]$$

Quando: $R_{t-2} > R_{\text{REF},t-2}$

$$PP_{3,URD,NT,t-2} = \text{Min} \left[IRR_{\text{max},t-2}, \left(R_{t-2} - R_{\text{REF},t-2} \right) \times V_{p3,t-2} \right]$$

em que:

$$IRR_{\text{max},t-2} = -IRR_{\text{min},t-2} = \Delta R \times V_{p3,t-2}$$

e sendo:

$PP_{3,URD,NT,t-2}$	Incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito., no ano t-2
$IRR_{\text{max},t-2}$	Valor máximo do prémio a atribuir como incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito, no ano t-2
$- IRR_{\text{max},t-2}$	Valor máximo da penalidade a atribuir como incentivo dedicado à mitigação do consumo ilícito, no ano t-2
$V_{p3,t-2}$	Valorização unitária da energia recuperada no ano t-2, em Euros por kWh, a definir pela ERSE
$R_{\text{REF},t-2}$	Nível de referência da energia recuperada na rede de distribuição no ano t-2, em kWh
R_{t-2}	Total da energia elétrica recuperada na rede de distribuição no ano t-2, em kWh.

O valor de referência R_{REF} terá uma trajetória de exigência crescente ao longo do período de regulação que, em função do desempenho do passado, se estabeleceu como correspondendo a 120 GWh, para o ano de 2022, e que crescerá ao ritmo de 5% ao ano durante os restantes 3 anos do período de regulação.

Por sua vez, de modo a reduzir o risco associado a este incentivo optou-se por assumir, para efeitos de aplicação desta componente 3 do incentivo e para todo o período de regulação 2022-2025, um valor de V_{p3} de 50 €/MWh.

O valor máximo para o prémio (IRR_{max}) ou penalidade (IRR_{min}) a aplicar pela componente 3 do incentivo será também simétrico e depende do valor de V_{p3} e de R_{ref} . Assumindo, como exemplo, um valor de V_{p3} de 50 €/MWh e de R_{REF} de 120 GWh, encontrar-se-á um valor para a penalidade máxima, IRR_{min} , de 6 milhões de euros e para o seu simétrico como prémio (IRR_{max}).

A Figura seguinte ilustra a aplicação da componente 3 para o valor de referência da componente 3 de 120 GWh (2022).

Figura 5-30 –Aplicação da componente 3 em função da energia que vier a ser recuperada



5.5.3 PARÂMETROS

O Quadro 5-12 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2022-2025.

Quadro 5-12 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2022-2025

	2022	2023	2024	2025
Componente 1				
Valor das perdas de referência P_{REF} (%)	8,50	8,25	8,00	7,75
Valor de ΔZ (%)	0,75	0,75	0,75	0,75
Valor de ΔP (%)	2,5	2,5	2,5	2,5
Valorização das perdas V_{P1} (€/kWh)	0.025	0.025	0.025	0.025
Valor máximo do prémio ou penalidade $IRP_{max} = -IRP_{min}$ (€)	20 000 000	20 000 000	20 000 000	20 000 000
componente 2				

Chave de partilha k (%)	25%	25%	25%	25%
Componente 3				
Valor de referência R_{REF} (kWh)	120 000	126 000	132 300	138 900
Valorização unitária da energia recuperada V_{p3} (€/kWh)	0.05	0.05	0.05	0.05
Valor máximo do prémio ou penalidade $IRR_{max} = -IRR_{min} = R_{REF} \times V_{p3}$ (€)	6 000 000	6 300 000	6 615 000	6 945 000

Fonte: ERSE

5.6 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 5 do Manual de Procedimentos da Qualidade de Serviço (MPQS), aprovado pelo Regulamento n.º 406/2021, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 12 de maio.

Este mecanismo de incentivo aplica-se ao operador da RND e tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos, conseguido através das designadas, “componente 1” e “componente 2”.

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

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

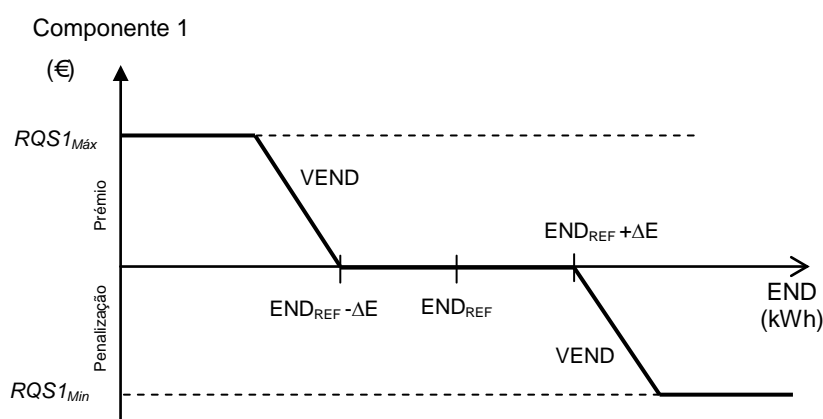
em que:

$RQS_{URD,MT, t-2}$	Valor total do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.
$RQS1_{MT, t-2}$	Valor da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.
$RQS2_{MT, t-2}$	Valor da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

5.6.1 PARÂMETROS DA COMPONENTE 1

A Figura 5-31 apresenta graficamente o modelo da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 5-31 – 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 tem o valor $RQS1_{máx}$ como limite máximo positivo.
- Para valores de END superiores a $END_{REF}+\Delta V$, o incentivo assume valores negativos, contribuindo para uma diminuição do valor dos proveitos permitidos. Neste caso, o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica tem o valor $RQS1_{mín}$ como limite máximo negativo.

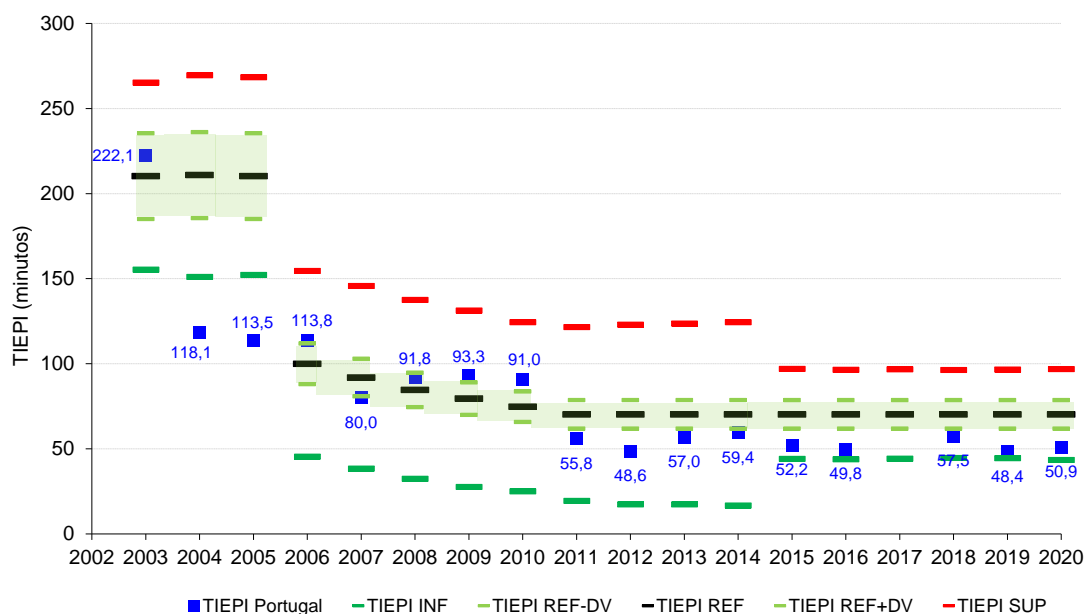
É importante referir que, para o cálculo do valor da END, se consideram as interrupções acidentais relativas à totalidade dos incidentes, excluindo aquelas com origem em razões de segurança, ou com origem na RNT ou em incidentes classificados como eventos excecionais.

RESULTADOS OBTIDOS

O incentivo à melhoria da continuidade de serviço que tem vindo a ser aplicado desde 2003 apenas incluía a “componente 1”. A Figura 5-32 apresenta a evolução do indicador TIEPI⁵⁹ e o seu enquadramento nos limites definidos pelo incentivo à melhoria da continuidade de serviço (no passado apenas composto pela componente 1) quando transpostos para este indicador, que pode ser encarado como uma imagem da END.

⁵⁹ $TIEPI=(END/ED)*T$ sendo: END – Energia Não Distribuída ao longo do ano (MWh), ED – Energia Distribuída ao longo do ano (MWh), T – Número de horas do ano. Se a ED não variasse anualmente, o TIEPI seria proporcional à END nos anos não bissextos.

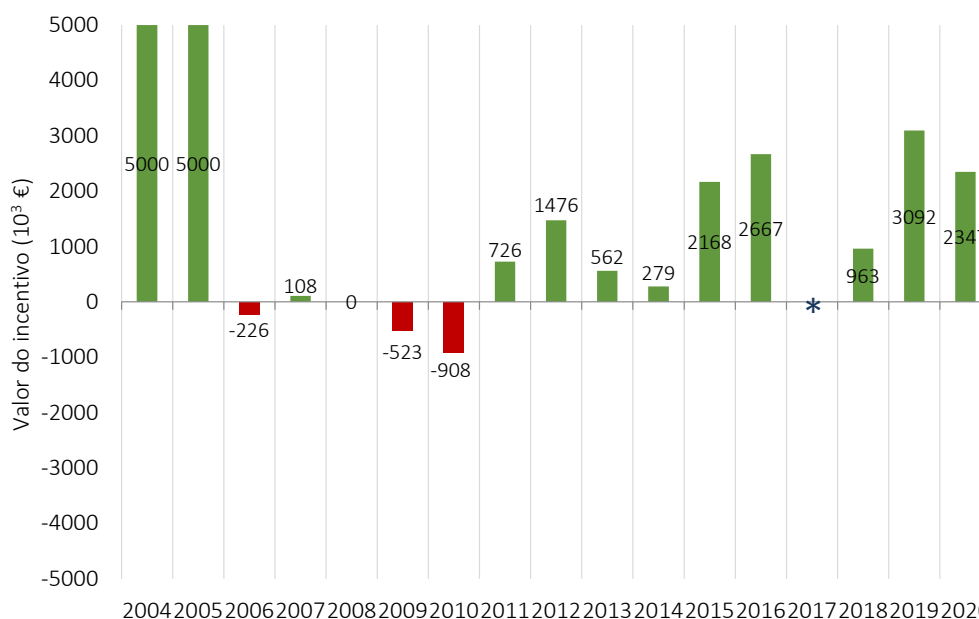
Figura 5-32 – Valores de TIEPI em Portugal



Fonte: E-REDES

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 5-33.

Figura 5-33 - Valores da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço de 2003 a 2020



Nota: * O valor da componente 1 do incentivo para o ano de 2017 não é apresentado no gráfico, visto que, o procedimento de classificação como EE do incidente associado ao incêndio de Pedrogão Grande, ocorrido em 2017, foi suspenso pela ERSE.

Fonte: ERSE

PARÂMETROS DA COMPONENTE 1 PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

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 [6th CEER *Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply*⁶⁰], tendo-se optado durante o período de regulação 2018-2021 por manter os parâmetros da “componente 1” do incentivo, visto que tendo em conta a atual conjuntura económica e o nível de desempenho da continuidade de serviço já atingido, a generalidade dos clientes não está hoje disponível para pagar mais para poder usufruir de uma melhor qualidade de serviço no fornecimento de energia elétrica.

⁶⁰ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/d064733a-9614-e320-a068-2086ed27be7f>

Atendendo a que o nível de continuidade de serviço já atingido em Portugal não se deverá deteriorar, a ERSE optou por reduzir para os quatro anos do próximo período de regulação, 2022-2025, os valores de END_{REF} que se mantiveram constantes desde 2015. A atualização dos valores de END_{REF} permite não só acompanhar os progressos que foram já alcançados pelo operador em termos do nível de continuidade de serviço registado em Portugal, mas também ajustar o incentivo à realidade atual da continuidade de serviço.

Os valores de END_{REF} adotados para o período de regulação de 2022-2025 são os apresentados no Quadro 2-7.

Quadro 5-13 - Determinação dos valores de END_{REF} para o período de regulação de 2022-2025

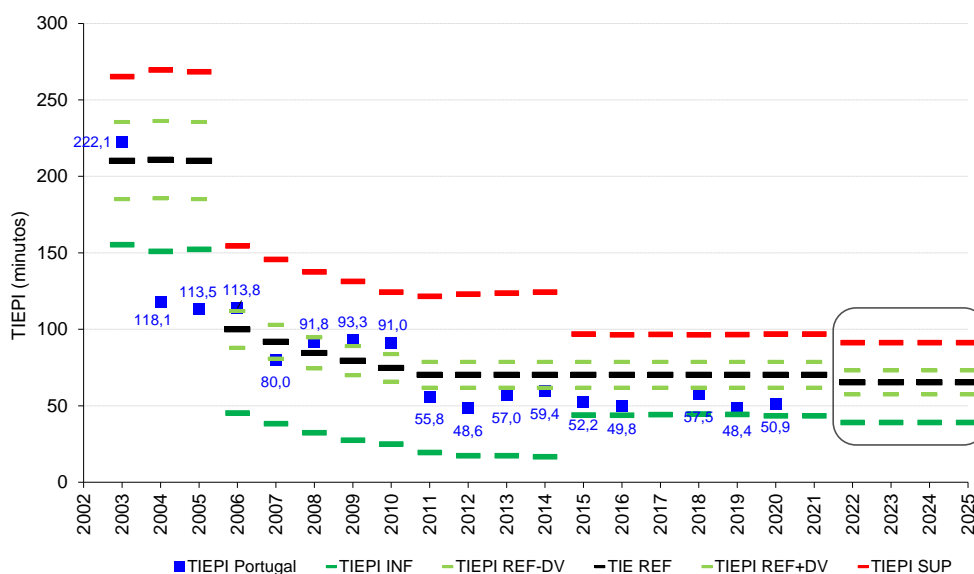
Ano	T (min)	$TIEPI_{REF}-\Delta V_{TIEPI}$	$TIEPI_{REF}$	$TIEPI_{REF}+\Delta V_{TIEPI}$	$C=TIEPI_{REF}/T$	Parâmetro END_{REF}
2022	525600	57,40	$TIEPI_{REF\ 2022}=65,21$	73,03	0,0001241	$END_{REF2022}=0,0001241 \times ED$
2023	525600	57,40	$TIEPI_{REF\ 2023}=65,21$	73,03	0,0001241	$END_{REF2023}=0,0001241 \times ED$
2024	527040	57,40	$TIEPI_{REF\ 2024}=65,21$	73,03	0,0001237	$END_{REF2024}=0,0001237 \times ED$
2025	525600	57,40	$TIEPI_{REF\ 2025}=65,21$	73,03	0,0001241	$END_{REF2025}=0,0001241 \times ED$

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 5-34 permite visualizar a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 5-34 – Valores de TIEPI para o período de regulação de 2022-2025



Fonte: E-REDES, ERSE

Refira-se ainda que, para o período de regulação 2022-2025, a ERSE aumentou a valorização da energia não distribuída, VEND, para 4,5 €/kWh.

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, para o período de regulação de 2022 a 2025, o valor adotado pela ERSE para o $RQS1_{máx}$ é de 6 milhões de euros, o equivalente a cerca de 67% do valor total do incentivo.

No Quadro 5-14 são apresentados os valores dos parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025.

Quadro 5-14 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025

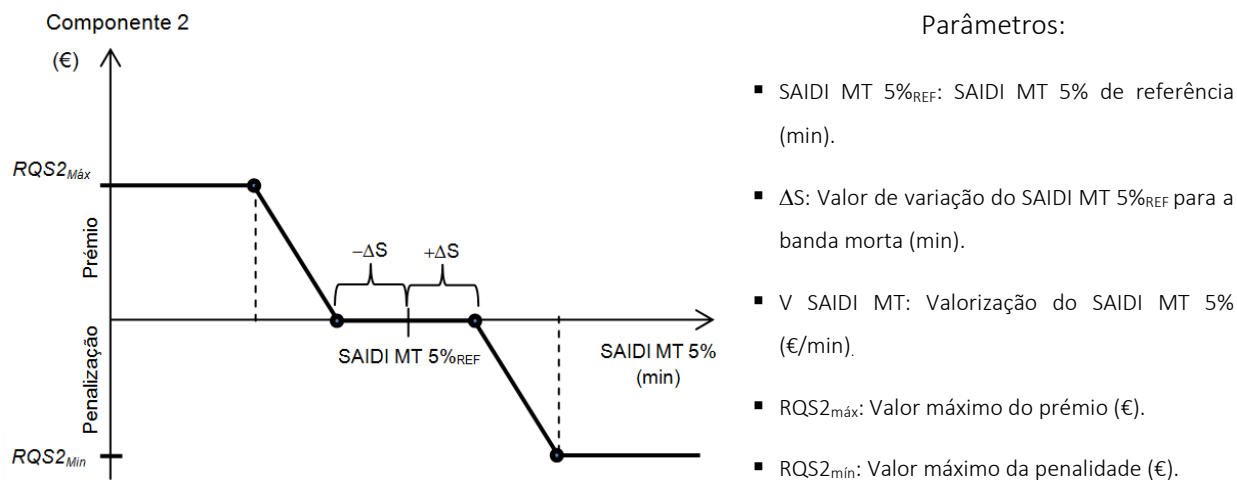
Parâmetro	ERSE
$END_{REF\ 2022}$	$0,0001241 \times ED$
$END_{REF\ 2023}$	$0,0001241 \times ED$
$END_{REF\ 2024}$	$0,0001237 \times ED$
$END_{REF\ 2025}$	$0,0001241 \times ED$
ΔV	$0,12x\ END_{REF}$
VEND	4,5 €/kWh
$ RQS1_{m\acute{a}x} = RQS1_{m\acute{i}n} $	6 000 000 €

Fonte: ERSE

5.6.2 PARÂMETROS DA COMPONENTE 2

A Figura 5-35 apresenta graficamente o modelo da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço, associada ao desempenho em termos de continuidade de serviço (interrupções longas) do conjunto de 5% dos pontos de entrega de média tensão pior servidos. Para o efeito, utiliza-se a média deslizante os últimos três anos do indicador SAIDI MT desse conjunto de pontos de entrega (SAIDI MT 5%).

Figura 5-35 - Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Fonte: ERSE

A figura anterior traduz o modo de atuação do mecanismo:

- Para valores de SAIDI MT 5% dentro do intervalo $[SAIDI\ MT\ 5\%_{REF} - \Delta S, SAIDI\ MT\ 5\%_{REF} + \Delta S]$ 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 $SAIDI\ MT\ 5\%_{REF} - \Delta S$, o incentivo assume valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica afetado até ao valor limite de $RQS2_{máx}$, correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.
- Para valores de SAIDI MT 5% superiores a $SAIDI\ MT\ 5\%_{REF} + \Delta S$, o incentivo assume valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica afetado até ao valor limite de $RQS2_{mín}$, correspondendo a uma diminuição nos proveitos permitidos.

É importante referir que, para o cálculo do valor do SAIDI MT 5%, são tidos em consideração os seguintes critérios:

- Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:
 - Interrupções com origem em instalações de clientes ou de produtores que afetem apenas os próprios clientes ou produtores,
 - Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como evento excecional,

- Interrupções causadas por razões de segurança,
 - Interrupções com origem na rede nacional de transporte.
- b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês,
- c) Considerados todos os Postos de Transformação com potência superior a zero.

No Quadro 5-15 são apresentados os parâmetros da “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que foram utilizados para o período de regulação de 2018-2021.

Quadro 5-15 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2018-2021

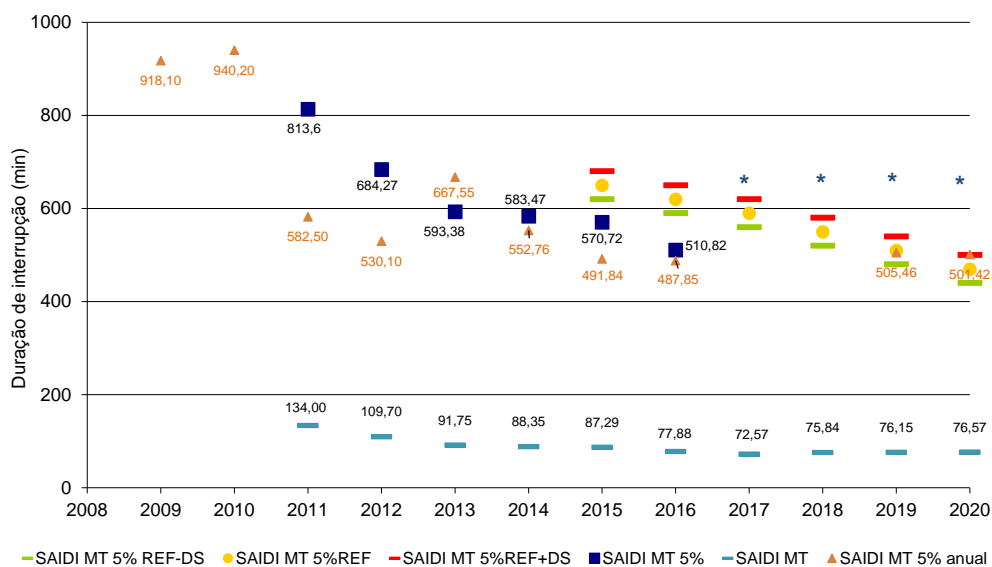
Ano	SAIDI MT 5% _{REF} (min)	ΔS (min)	V SAIDI MT (€/min)	$ RQS2_{\max} = RQS2_{\min} $ (€)
2018	550,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2019	510,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2020	470,00	30,00	33 333,33	1 000 000
2021	470,00	30,00	33 333,33	1 000 000

Fonte: ERSE

RESULTADOS OBTIDOS

Em 2014, a “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço foi introduzida pela primeira vez para o período de regulação 2015-2017. A Figura 5-36 apresenta a evolução do indicador do SAIDI MT 5% para os anos de 2011 a 2020, e o seu enquadramento nos limites definidos para a “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para os anos de 2018 a 2020.

Figura 5-36 – Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT



Nota: O SAIDI MT 5% (■) corresponde ao valor da média deslizante do SAIDI MT nos últimos três anos referente ao conjunto dos 5% postos de transformação que apresentaram o pior valor de SAIDI MT. O SAIDI MT 5% anual (▲) corresponde ao valor do SAIDI MT dos 5% postos de transformação pior servidos registado em cada ano.

* Os valores do SAIDI MT 5% para os anos de 2017, 2018, 2019 e 2020 não são apresentados no gráfico, visto que, o procedimento de classificação como EE dos incidentes associados aos incêndios de Pedrogão Grande, ocorridos em 2017, e ao incêndio de Monchique, ocorrido em 2018, foi suspenso pela ERSE. A marca * pretende alertar para esta situação.

Fonte: ERSE, E-REDES

Ao longo dos anos verificou-se uma diminuição dos valores do SAIDI MT 5% (média deslizante dos últimos três anos), destacando-se uma redução mais acentuada dos valores anuais de 2015 e de 2016 do SAIDI MT 5%, que corresponderam aos dois primeiros anos de aplicação da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço. Relativamente aos valores de SAIDI MT 5% anuais registados nos 2019 e 2020, verificou-se uma tendência de manutenção da duração de interrupções para os 5% clientes pior servidos.

PARÂMETROS DA COMPONENTE 2 PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2022-2025

Pretendendo reduzir das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço, a ERSE optou por manter, para os quatro anos do próximo período de regulação 2022-2025, os valores de SAIDI MT 5%_{REF} relativamente aos valores que vigoraram no último período de regulação, aumentando o valor de RQS2_{máx} para 3 milhões de euros.

No Quadro 5-16 são apresentados os parâmetros da “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025.

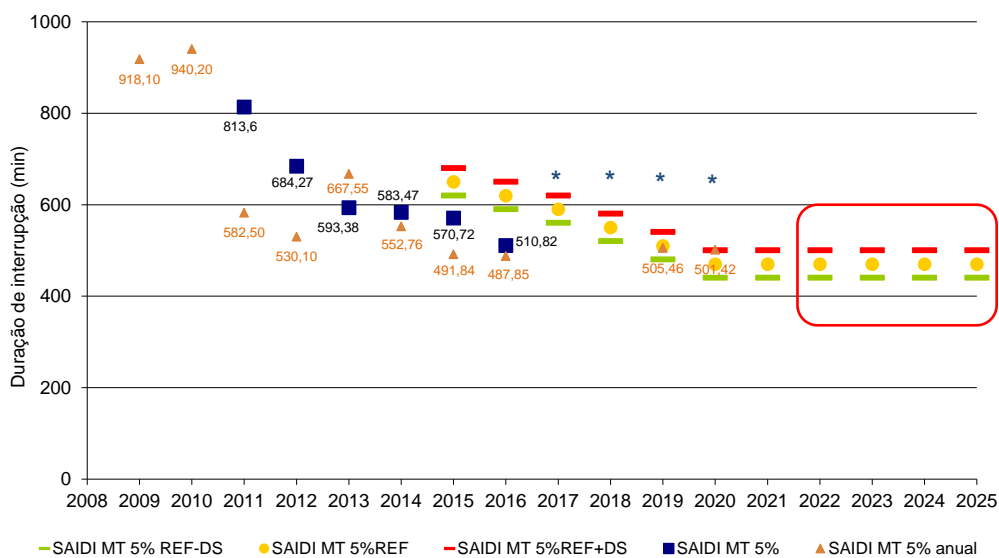
Quadro 5-16 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025

Ano	SAIDI MT 5% (min)	ΔS (min)	V SAIDI MT (€/min)	$ RQS2_{m\acute{a}x} = RQS2_{m\acute{i}n} $ (€)
2022	SAIDI MT 5% _{REF 2022} = 470,00	30,00	33 333,33	3 000 000
2023	SAIDI MT 5% _{REF 2023} = 470,00	30,00	33 333,33	3 000 000
2024	SAIDI MT 5% _{REF 2024} = 470,00	30,00	33 333,33	3 000 000
2025	SAIDI MT 5% _{REF 2025} = 470,00	30,00	33 333,33	3 000 000

Fonte: ERSE

A Figura 5-37 permite visualizar a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

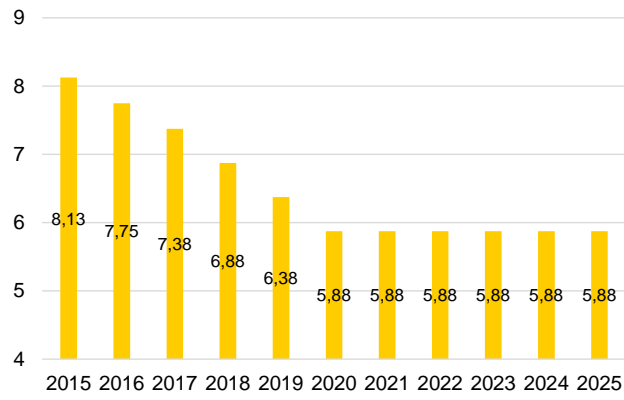
Figura 5-37 – Valores de SAIDI MT 5% para o período de regulação 2022-2025



Fonte: ERSE, E-REDES

A Figura 5-38 apresenta a perspetiva da redução da assimetria entre os clientes pior servidos e a média global, traduzida pelos valores de referência estabelecidos para “componente 2” do incentivo à melhoria de continuidade de serviço (admitindo um SAIDI MT global de 80 minutos longo destes dois períodos de regulação).

Figura 5-38 – Redução da assimetria entre os clientes pior servidos e a média global pretendida com a componente 2 do incentivo



Fonte: ERSE, E-REDES

6 PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O exercício de fixação de bases de custos e de parâmetros para as atividades reguladas das empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira assume alguma dificuldade face às particularidades geográficas e económicas enfrentadas pelas empresas que operam nessas regiões, Empresa de Electricidade dos Açores, S.A. (EDA) e Empresa de Electricidade da Madeira, S.A. (EEM). Com efeito, essas especificidades dificultam o exercício de aplicação de metodologias de *benchmarking*, para a definição dos parâmetros, sobretudo ao nível da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS).

Ao nível da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), foi efetuado um estudo de *benchmarking*, cujas análises e conclusões encontram-se desenvolvidas no documento «Estudo de *benchmarking* – Operadores de Sistema de Distribuição», que acompanha o documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025».

De seguida são apresentadas as análises específicas para cada empresa com vista à definição de parâmetros, para o período de regulação 2022-2025, das suas atividades de AGS e de 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 7.

6.1 COMPARAÇÃO ENTRE AS ATIVIDADES NAS DUAS REGIÕES AUTÓNOMAS

De modo a estabelecer as metas de eficiência a aplicar aos custos controláveis das atividades AGS e de DEE, neste último caso suportado igualmente no supramencionado estudo de *benchmarking*, a ERSE analisou o nível de custos unitários por energia emitida (AGS) e por energia fornecida (DEE) nas duas Regiões Autónomas, tendo verificado que apresentavam um comportamento diferente, entre as duas Regiões. Enquanto na EDA, ocorreu desde 2016, ao nível da AGS e da DEE, um distanciamento acentuado entre os custos aceites e os custos reais, com estes a aumentarem, na EEM há uma grande proximidade entre os custos aceites e reais, sendo que ao nível da DEE estes apresentam uma trajetória descendente e na AGS uma trajetória ascendente em 2020 e na estimativa para 2021.

METODOLOGIA

Em traços gerais, a análise realizada é importante por ser difícil encontrar um *benchmarking* para ambas as empresas, sobretudo ao nível da AGS. Deste modo, comparou-se o OPEX⁶¹ líquido de proveitos da EEM e da EDA para as atividades de AGS e de DEE, em função da energia emitida e fornecida por cada uma das empresas. Note-se que no caso da AGS, em que é utilizada a energia emitida pelas centrais da EDA e da EEM, análises baseadas em custos fixos associados à produção própria das centrais podem enviesar a análise dos custos unitários, uma vez que a produção própria pode oscilar significativamente, em resultado de, por exemplo, o aumento da produção renovável adquirida a outros produtores.

No entanto, é conveniente ressaltar que esta análise não uniformiza as características físicas que a EDA e a EEM enfrentam, que são bem distintas entre si⁶². Para o efeito, foram considerados:

- Na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:
 - Os custos unitários líquidos de custos de manutenção de equipamentos, por energia emitida em cada uma das empresas;
 - Multiplicados pelas quantidades de energia emitida de cada região.
- Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica:
 - Os custos unitários por energia fornecida de cada uma das empresas;
 - Multiplicados pelas quantidades de energia fornecida de cada região.

Para além da análise comparada da evolução dos custos entre as duas empresas, no caso da atividade de DEE, conforme já referido, foi igualmente efetuado um estudo de benchmarking, baseado em termos metodológicos na aplicação de métodos paramétricos (*Stochastic Frontier Model*), não paramétricos (*Data Envelopment Analysis*) e método de índices (Malmquist), para uma amostra final estudada de 65 operadores de distribuição de 16 países europeus, representando 65% dos consumidores europeus.

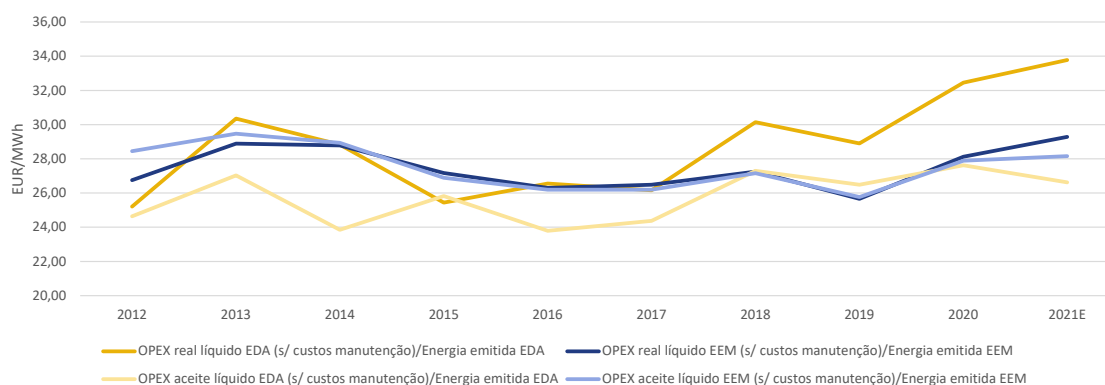
⁶¹ Custo de exploração da atividade, do inglês, *Operational Expenditure*.

⁶² 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 de a mesma incorrer em custos de exploração fixos superiores, 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 apresentou até há pouco tempo custos por unidade distribuída inferiores aos da EEM

6.1.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A Figura 6-1 compara os OPEX real e aceite⁶³ unitários, a preços constantes de 2020, líquidos de custos de conservação de manutenção de equipamentos produtivos, para o período de 2012 a 2021 (estimado), das empresas EDA e EEM, utilizando como referencial a energia emitida pela EEM nesse período.

Figura 6-1 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA (preços constantes de 2020)



Fonte: ERSE, EDA, EEM

Verifica-se que os OPEX real e aceite unitários da EEM apresentam uma trajetória de redução até 2019, registrando nos anos seguintes uma inversão dessa tendência. Ao longo do período apresentado há uma grande proximidade entre os valores reais e aceites. A trajetória dos custos unitários da EDA na atividade de AGS é mais instável do que a da EEM, sendo os custos reais unitários, superiores aos custos aceites unitários ao longo do período apresentado, à exceção do ano de 2015, e manifestando uma tendência de distanciamento iniciada em 2018.

Em suma, pode-se concluir que a evolução histórica dos custos da atividade de AGS da EDA e EEM reveste-se de imprevisibilidade, mais notória ao nível da EDA, justificando alguma prudência no estabelecimento das metas de eficiência a aplicar no novo período de regulação.

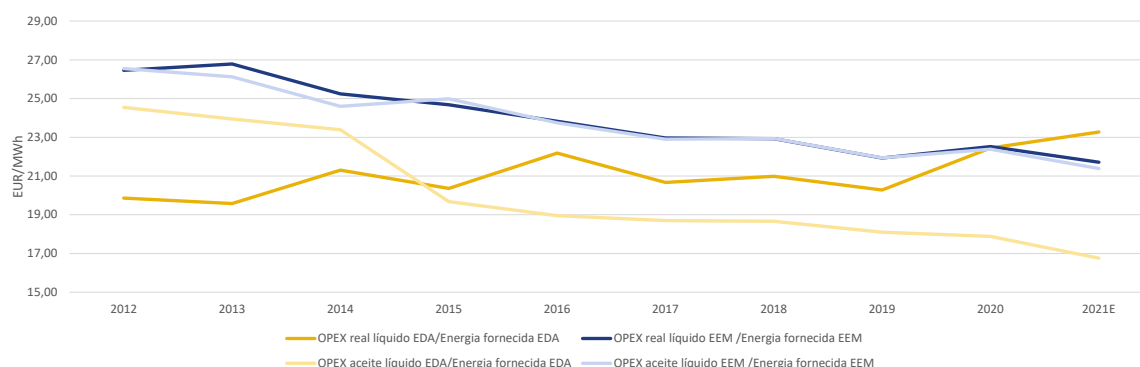
⁶³ OPEX aceite corresponde aos proveitos permitidos.

6.1.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

As análises abaixo apresentadas assentam na análise de desempenho efetuada para a EDA e para a EEM e apresentadas em maior detalhe em documento autónomo, «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico», que acompanha o documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025».

A Figura 6-2 compara os OPEX real unitário e aceite unitário registado entre 2012 e 2021 (estimado) das empresas EDA e EEM, utilizando como referencial a energia fornecida por cada uma das empresas, no período.

Figura 6-2 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA a preços constantes de 2020



Fonte: ERSE, EDA, EEM

É possível concluir que existe um diferencial significativo entre os OPEX da EEM e da EDA, na medida em que a EEM apresenta custos por energia distribuída mais elevados do que a EDA. Esta diferença é maior no caso dos OPEX aceites pela ERSE, que no caso da EDA são em 2020 (último ano com contas auditadas) inferiores aos da EEM em 4,5 euros/MWh. A figura permite também verificar que a EEM apresenta uma evolução de custos reais e aceites bastante próximos e uma tendência de decréscimo ao longo do período em análise. Ao contrário, a EDA apresenta desde 2006 um distanciamento entre os custos aceites pela ERSE e os custos reais, com este a aumentarem significativamente a partir de 2019. Deste modo, os custos reais desta empresa, por unidade distribuída, foram neste ano maiores do que os da EEM, perspetivando-se que em 2021 a diferença de custos se amplie.

CONCLUSÕES

Em face do exposto:

- Considera-se que no presente período de regulação a EEM tem feito um esforço para cumprir a meta de eficiência imposta pelo regulador, apesar do ligeiro distanciamento entre os custos reais e custos aceites que se estima para 2021;
- No caso da EDA, verifica-se que a empresa não se ajustou no período de regulação aos níveis de eficiência definidos, pelo contrário, registou um crescimento dos custos reais/estimados que se distanciam dos custos aceites pela ERSE, revelando que há margem para maiores ganhos de eficiência;
- No entanto, destaque-se que nas componentes na atividade de AGS a realização de *benchmarking* para a identificação clara dos custos eficientes, à semelhança do que ocorre nas atividades de DEE e de CEE, é dificultada pela heterogeneidade e especificidade das variáveis.

Estes aspetos serão analisados em mais detalhe nos pontos seguintes.

6.2 EDA

ENQUADRAMENTO

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

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

Após proceder à avaliação dos resultados das metodologias de regulação aplicadas nos períodos de regulação 2012-2014, 2015-2017 e 2018-2021, a ERSE decidiu consolidá-las, mantendo-as para o período de regulação 2022-2025.

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

- Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:
 - Ao nível dos custos de exploração controláveis líquidos de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise aos dossiers de preços de transferência é aplicado um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência;
 - Os custos com conservação e manutenção de equipamentos de produção são aceites fora do âmbito do *revenue cap* e não estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência;
 - Os custos com aquisição de energia e custos com combustíveis são aceites fora do *revenue cap*. No caso dos combustíveis, está implementado um mecanismo de custos de referência aplicado às componentes de custos com fuelóleo e gasóleo, que na sequência do «Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira», de 2021, cuja versão pública é apresentada em anexo a este documento, terão novos parâmetros a partir de 2022 (ver cap 10);
 - No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada, continuando a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

- Atividade de Distribuição de Energia Elétrica:
 - Ao OPEX líquido de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise dos dossiers de preços de transferência desta atividade é aplicado um mecanismo de *price cap*, com uma componente de custos fixos, e duas componentes variáveis tendo como indutores 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.

Relativamente ao ajustamento às bases de custos decorrente das conclusões obtidas com a análise dos preços de transferência, destaque-se que se verificou que a EDA presta serviços administrativos e de contabilidade a empresas do seu 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

margem⁶⁴ às empresas do grupo em linha com as orientações da documentação da OCDE no contexto dos procedimentos relacionados com as operações intragrupo, aplicou-se o valor de uma margem aos serviços prestados pela empresa em todas as atividades e deduziu-se o valor apurado à base de custos.

No que diz respeito à atividade de Comercialização de Energia Elétrica as metodologias aplicadas são explicadas no capítulo 7.

6.2.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

No período de regulação 2022-2025 manter-se-á a metodologia de regulação do OPEX dos dois períodos e regulação anteriores, assente num *revenue cap*. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX para 2022, bem como as metas de eficiência a aplicar para os anos de 2023, 2024 e 2025.

6.2.1.1 ANÁLISE DE DESEMPENHO PARA DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

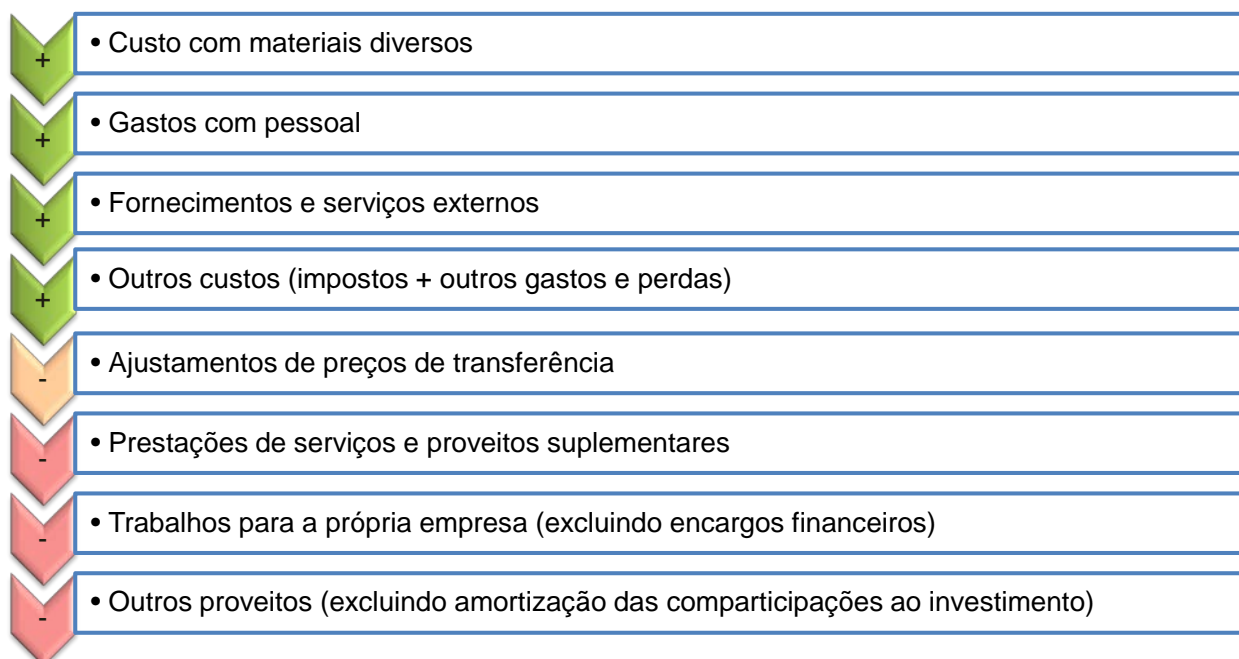
A escolha da base de custos de exploração (OPEX) aceite⁶⁵ é uma determinante fundamental no estabelecimento dos parâmetros de eficiência da empresa regulada. Os custos de exploração de uma empresa dependem de uma multiplicidade de fatores exógenos à empresa regulada tais como o ciclo económico, o grau de liberalização de um mercado, a evolução do preço das matérias-primas, entre outros e está dependente de fatores endógenos correlacionados com a atividade operacional da empresa e as opções estratégicas de gestão dos recursos, a curto e médio prazo, e de planeamento a médio e longo prazo.

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2022, no que respeita à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, consideraram-se as rubricas evidenciadas na Figura 6-3:

⁶⁴ A margem aplicada foi de 10% correspondente ao valor da mediana do intervalo de plena concorrência apurado por entidade independente para serviços de natureza similar relativo ao ano de 2020, de acordo com o valor de referência aplicado a serviços da mesma natureza no contexto das empresas reguladas.

⁶⁵ 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 6-3 - Custos de exploração 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 montantes que a ERSE após a análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFTP) decidiu não aceitar para serem recuperados pelas tarifas.

Fonte: ERSE

Na base de custos da atividade de AGS, excluem-se os seguintes custos:

- Combustíveis, lubrificantes e amónia;
- Aquisição de energia a produtores independentes;
- Custos de conservação e manutenção dos equipamentos produtivos;
- Provisões (reforços líquidos de reversões)⁶⁶;
- Custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂
- Ajustamentos de preços de transferência.

Definidas as componentes que fazem parte do OPEX líquido de proveitos e de ajustamentos aos preços de transferência a considerar, procedeu-se à determinação da base de custos do OPEX aceite para o novo

⁶⁶ Os custos associados ao valor líquido do reforço e reversão de provisões deixou, em 2018, de ser considerado na base de custos uma vez que se reveste de alguma volatilidade e imprevisibilidade.

período de regulação. Para tal, comparou-se, inicialmente, a base de custos aceite pela ERSE no período de regulação anterior de 2018-2021, com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX) para que se efetive um controlo da atividade operacional da empresa regulada.

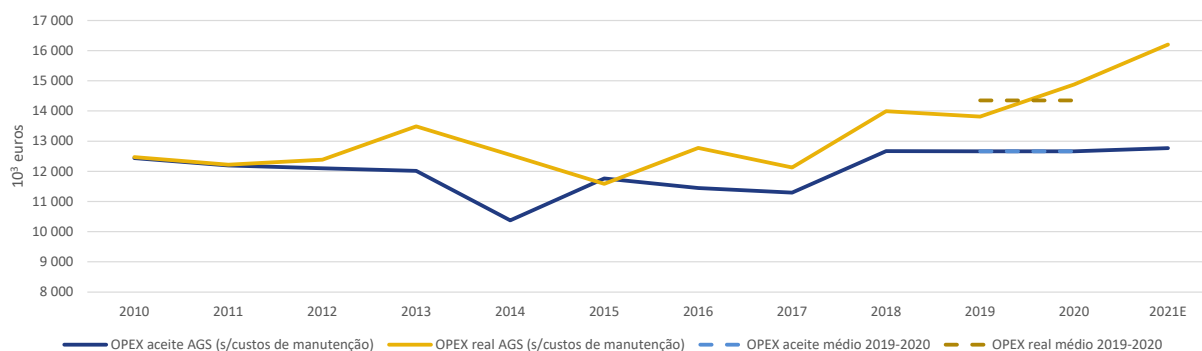
A metodologia e os critérios acima referidos foram aplicados, com as devidas adaptações, a todas as atividades reguladas.

Refira-se, que a atividade da EDA assenta em características específicas que influenciam diretamente a sua estrutura de custos de exploração líquida de proveitos, nomeadamente a sua descontinuidade geográfica, por operar t em 9 ilhas que constituem 9 sistemas electroprodutores isolados, nos quais devem existir pelo menos uma central termoelétrica a operar de modo a garantir a segurança de abastecimento.

No entanto, estas caraterísticas que justificam o nível de custos, relativamente elevado, não justifica a sua tendência de evolução mais recente.

A Figura 6-4 apresenta a evolução do OPEX líquido real da EDA bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE, desde 2010, com base na aplicação das metodologias de regulação em vigor a cada momento⁶⁷, excluindo a componente de custos associada à conservação e manutenção de equipamentos produtivos. É também apresentado o valor médio do OPEX real e aceite dos anos 2019 e 2020. Estes valores encontram-se a preços correntes.

Figura 6-4 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EDA



Fonte: ERSE, EDA

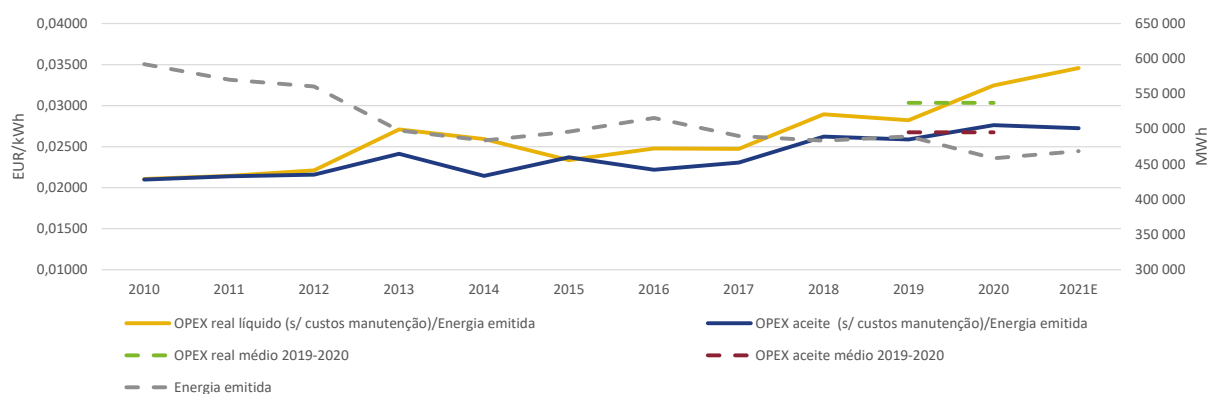
⁶⁷ A metodologia de *revenue cap* foi implementada em 2012.

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 valores de OPEX apenas consideram os custos considerados como controláveis, e incluídos na base de custos para 2022.

A Figura 6-4 permite observar que na EDA, desde 2012, altura em que foi implementada uma regulação por *revenue cap*, o valor do OPEX aceite pela ERSE é inferior ao OPEX real, com exceção do ano de 2015, primeiro ano do período de regulação 2015-2017, em que se reajustou a base de custos. Esta tendência manteve-se no último período de regulação, e foi caracterizada por um distanciamento entre os custos aceites pela ERSE e os incorridos pela empresa, que pode ser explicada pelo aumento de gastos com pessoal e de FSE a par da redução do valor de proveitos deduzidos aos custos para determinação do OPEX, como sejam os trabalhos para a própria empresa (TPE) e os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos (estes aceites fora do âmbito da aplicação de metas de eficiência).

Procedeu-se, igualmente, à análise da evolução dos custos unitários, reais e aceites, da EDA tendo em conta a energia emitida, conforme é apresentado na Figura 6-5.

Figura 6-5 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia emitida



Fonte: ERSE, EDA

Ao longo do período em análise verifica-se uma redução da emissão própria das centrais, em 2015 observa-se uma redução de 11% face a 2012, e, em 2018 existe uma diminuição de cerca de 3% relativamente a 2015. A diminuição da energia emitida que decorre, principalmente, do aumento da penetração da produção renovável, origina um aumento dos custos unitários. Este comportamento, relacionado com as contingências geográficas da RAA, demonstra também a inflexibilidade de ajustamento dos custos

associados às centrais próprias da EDA, nomeadamente os custos fixos, face à emissão própria, e que pode enviar a análise com base em custos unitários, aconselhando que se dê maior relevância à análise a custos totais.

6.2.1.2 BASE DE CUSTOS

Pela análise do desempenho da EDA verificou-se que a empresa ficou substancialmente acima das metas de eficiência impostas pelo regulador, para o período de regulação 2018-2021, não conseguindo atingir as metas propostas, distanciando-se dos objetivos e aumentando o nível de custos.

Contudo, o crescimento dos custos reais de operação ocorrido a partir de 2016 explica-se parcialmente pela reposição dos cortes salariais que haviam ocorrido em 2011 face às decisões do Governo Português resultantes do Programa de Assistência Económica e Financeira ao país.

Deste modo, e face à dificuldade em realizar um *benchmarking* na atividade de AGS comparável, a ERSE optou por prudência por definir a base de custos inicial do próximo período de regulação ponderando 50% dos custos reais da EDA e 50% dos custos aceites pela ERSE, considerando as médias de 2019 e de 2020.

Assim, a base de custos para 2022, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência ao longo do restante período de regulação, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Média ponderada dos custos reais (50%) e dos custos aceites da EDA (50%) nos anos de 2019 e de 2020, líquidos de proveitos, de custos de manutenção e de ajustamentos de preços de transferência. Os valores são atualizados para 2022, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X)⁶⁸.

A Figura 6-6 resume a metodologia de apuramento da base de custos da atividade de AGS.

⁶⁸ Para a atualização foi utilizada a metodologia de evolução dos OPEX definida no Regulamento Tarifário, ou seja, IPIB medido pela variação terminada no final do primeiro semestre do ano t-1, com os fatores de eficiência aplicados à atividade no período de regulação 2018-2021.

Figura 6-6 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS

custos a preços correntes		Unidade: 10 ³ euros		
AGS				
	2019	2020	2021 est	2022 prev
Custos reais/estimados (sem custos de manutenção) (10 ³ euros)	13 817	14 881	16 200	17 476
Ajustamento preços transferência (em 10 ³ euros)	6	7		
Média ponderada dos custos reais e aceites de 2019 e 2020, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência	13 502			
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	1,43%	1,51%	2,32%	1,19%
Fator X	1,50%	1,50%	1,50%	1,5%
Proveitos aceites pela ERSE (sem custos de manutenção) (em 10 ³ euros)	12 662	12 664	12 768	13 571
diferença aceite - real	-1 155	-2 217	-3 432	-3 905

Base de custos - média ponderada dos custos reais (50%) e aceites (50%) de 2019 e de 2020, atualizados para 2022 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB - X)

Nota: Os ajustamentos de preços de transferência são montantes que a ERSE após a análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFTP) decidiu não aceitar para serem recuperados pelas tarifas.

Fonte: ERSE, EDA

6.2.1.3 METAS 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 6.1.

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

- Após 2017 os custos reais de OPEX da EDA crescem significativamente, e embora a ERSE tenha procedido ao ajustamento da base de custos aceite, no início do período de regulação 2018-2021⁶⁹, a trajetória ascendente dos custos reais manteve-se, superando em todos os anos os custos aceites;

⁶⁹ 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

- No entanto mais recentemente, a variação total dos custos, deduzidos dos custos com manutenção e reparação de equipamento produtivos, foi de 7,7% entre 2019 e 2020 e de 8,9%, entre 2020 e a estimativa de 2021;

A evolução histórica dos custos da atividade de AGS da EDA reveste-se de imprevisibilidade, tornando difícil traçar uma trajetória de crescimento dos mesmos. Tal justifica alguma prudência no estabelecimento das metas de eficiência a aplicar no novo período de regulação. A ERSE, em função dos argumentos acima expostos, decidiu manter inalterada a meta de eficiência a aplicar à atividade da AGS relativamente ao período de regulação anterior e que corresponde à mesma meta que se aplica no caso da EEM.

6.2.1.4 PARÂMETROS

O Quadro 6-1 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2022-2025, base de custos em 2022 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2023, 2024 e de 2025. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2022 a 2025, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

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

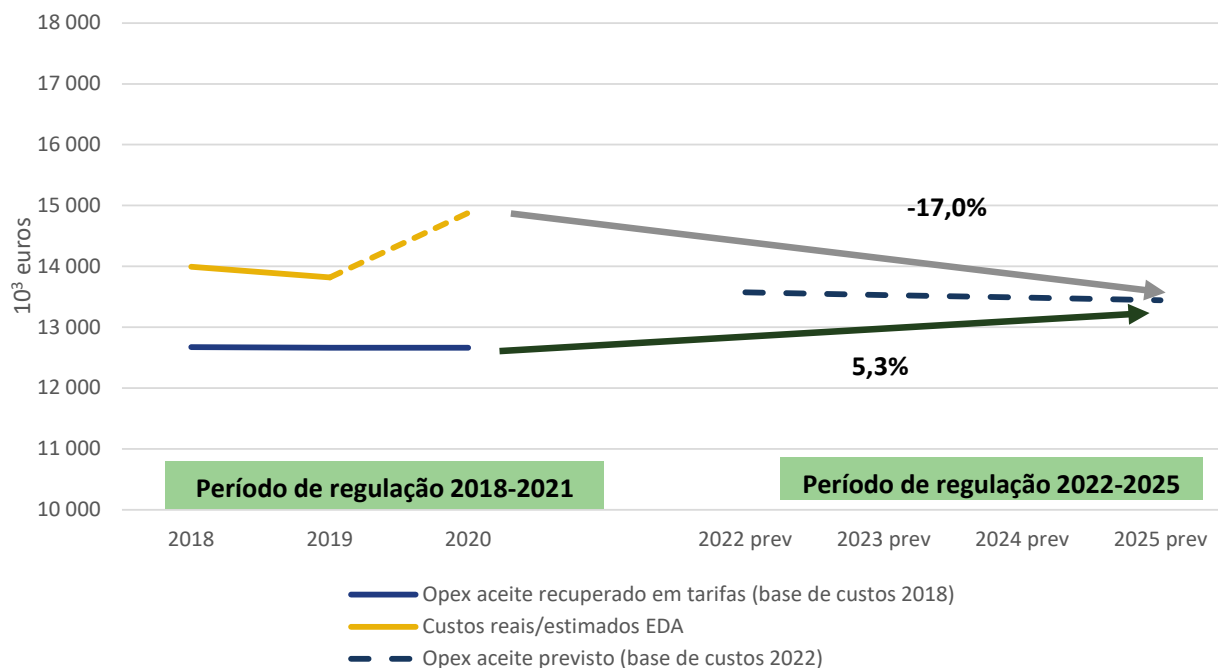
Quadro 6-1 - Parâmetros da AGS

AGS	período de regulação 2018-2021	2022	período de regulação 2022-2025
componente fixa (10³ EUR)		13 571	
Fator de eficiência	1,50%		1,50%

Fonte: ERSE, EDA

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 6-7, pressupondo a manutenção do IPIB ao longo do período de regulação.

Figura 6-7 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EDA

Tendo por base os pressupostos desta simulação⁷⁰, estima-se que a base de custos para 2025, último ano do próximo período de regulação, será cerca de 17% inferior à estimada para 2021 no referencial de custos reais da EDA, e, cerca de 5,3% superior à que a ERSE estima aceitar para 2021.

6.2.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação 2022-2025 mantem-se a metodologia de regulação do OPEX⁷¹ dos três períodos de regulação anteriores, assente num *price cap*, com uma componente de custos fixos. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2022, bem como as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2023, 2024 e 2025.

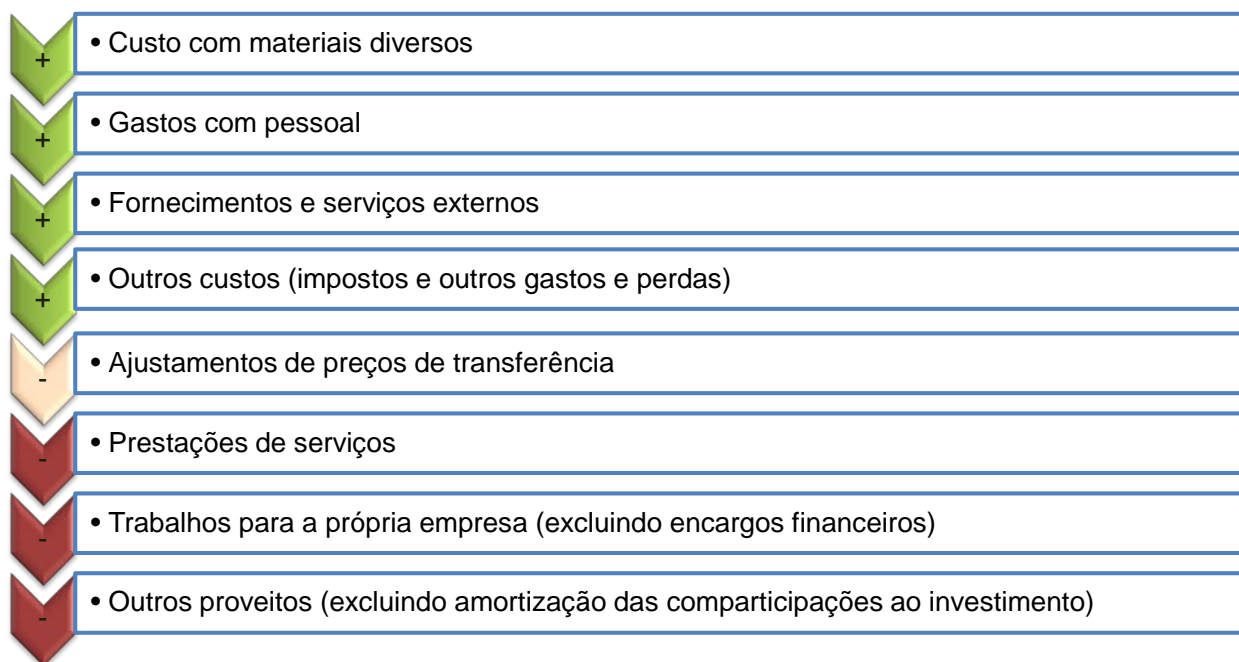
6.2.2.1 ANÁLISE DE DESEMPENHO PARA DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) para 2022, no que respeita à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, consideraram-se as rubricas apresentadas na Figura 6-8:

⁷⁰ Pressupondo a manutenção do IPIB de t-1 (1,19%), ao longo dos anos seguintes.

⁷¹ Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*.

Figura 6-8 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de DEE



Nota: Os ajustamentos de preços de transferência são montantes que a ERSE após a análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFTP) decidiu não aceitar para serem recuperados pelas tarifas.

Fonte: ERSE

Definidas as componentes que fazem parte do OPEX líquido de proveitos e de ajustamentos aos preços de transferência, procedeu-se à determinação da base de custos a ser considerada para o novo período de regulação, através da avaliação de desempenho, comparando o OPEX líquido que foi considerado na base de custos aceite pela ERSE do período de regulação 2018-2021⁷², com o OPEX líquido real da empresa, nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX) para que se efetive um controlo da atividade operacional da empresa regulada.

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

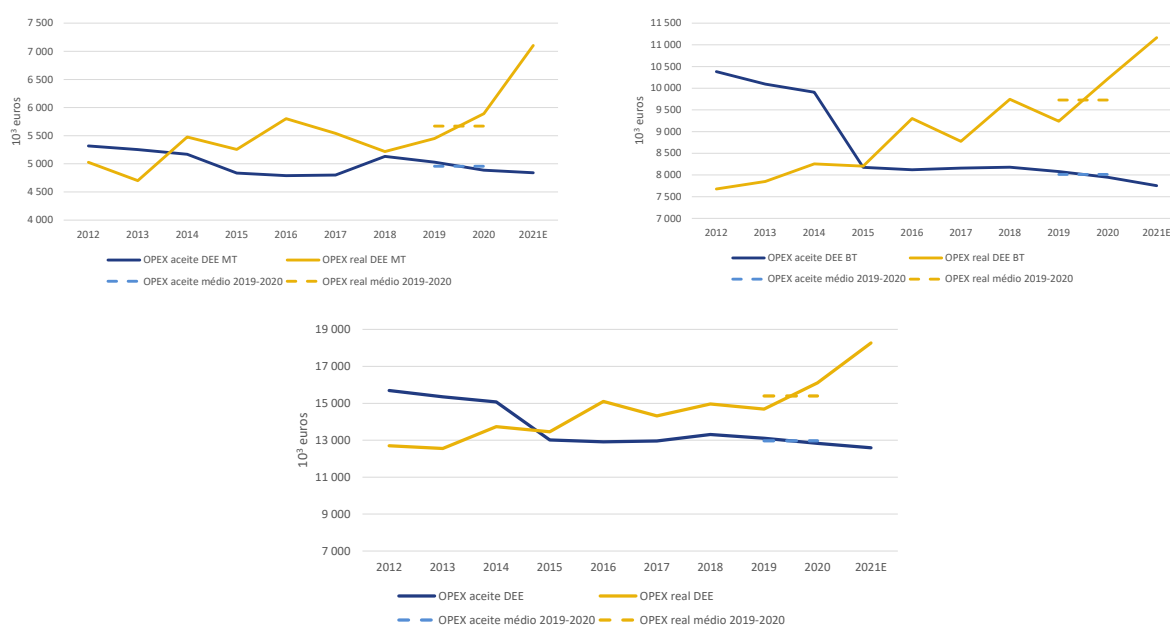
- Descontinuidade geográfica;

⁷² 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

- Tendência de estagnação do nível da energia distribuída entre 2018 e 2019, com retração de cerca de 3,2% em 2020. A EDA prevê regressar ao nível de procura anterior a 2020, no ano de 2022, mas para os anos posteriores do período de regulação prevê nova estagnação da procura.

A Figura 6-9 apresenta, para o total da atividade de DEE e por nível de tensão, a evolução do OPEX líquido real da EDA, desde 2012, bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na aplicação da metodologia de regulação implementada. É também apresentado o valor médio do OPEX real e aceite dos anos 2019 e 2020. Estes valores encontram-se a preços correntes.

Figura 6-9 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de DEE da EDA



Fonte: ERSE, EDA

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 de regulação 2012-2014 alterou-se essa metodologia e foi implementada uma regulação por *price cap* com uma componente de custos fixos. Esta metodologia aplicou-se nos períodos de regulação posteriores e manteve-se no período de regulação 2022-2025.

A Figura 6-9 permite observar que entre 2012 e 2014, o OPEX real foi inferior ao OPEX aceite pela ERSE invertendo-se a tendência em 2015, com um distanciamento a partir de 2019. Numa análise por nível de tensão pode-se constatar que essa tendência se verifica, também, para a BT enquanto ao nível da MT a

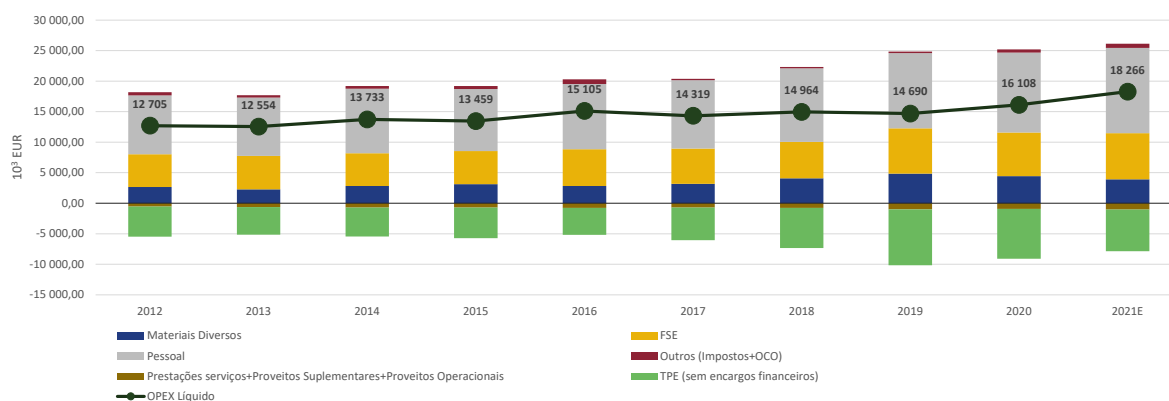
inversão ocorreu em 2014, e após uma aproximação entre o OPEX aceite e real, ocorrida em 2018, com a revisão da base de custos, voltou a verificar-se a partir de 2019 um distanciamento significativo entre os custos reais e os custos aceites.

O crescimento dos custos reais líquidos de trabalhos para a própria empresa em 8%, correspondendo a cerca de 1,3 milhões de euros, observado entre os anos de 2019 e de 2020 (últimos dois anos com valores fechados) deveu-se essencialmente ao acréscimo verificado ao nível da rubrica de gastos com pessoal em 10%, cerca de 0,935 milhões de euros. Não considerando os gastos com pessoal imputados aos trabalhos para a própria empresa, o acréscimo foi inferior, 7%, ascendendo a 0,485 milhões de euros.

Ao nível das restantes rubricas de custos, verificou-se uma diminuição dos custos com materiais em cerca de 0,1 milhões de euros e em sentido contrário, um acréscimo dos FSE e dos outros custos em 0,506 milhões de euros.

Em termos globais a evolução dos custos totais e líquidos de proveitos da EDA é apresentada na Figura 6-10.

Figura 6-10 - Evolução dos custos da atividade de DEE da EDA



Fonte: ERSE, EDA

O aumento verificado ao nível dos gastos com pessoal a custos totais⁷³ em 2016 resulta, por um lado, da reposição dos vencimentos⁷⁴ face aos cortes ocorridos em 2011 por via das decisões do Governo Português

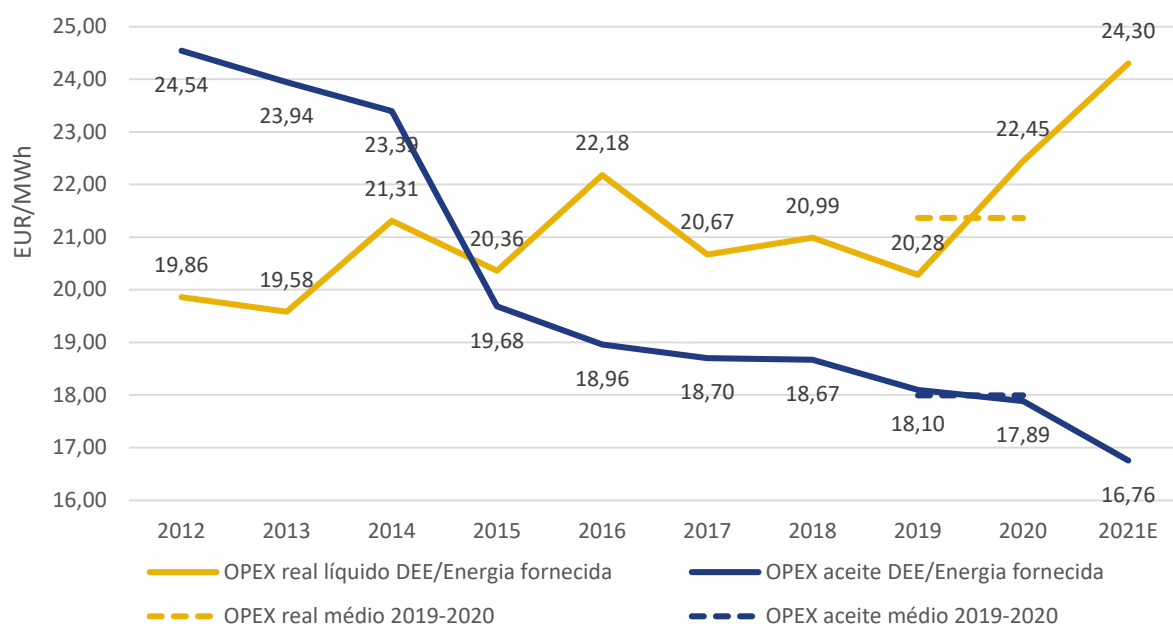
⁷³ A análise à evolução dos Gastos com Pessoal foi efetuada a custos totais pois o valor que é imputado a Trabalhos para a Própria Empresa é bastante volátil dependendo do nível e tipo de investimentos efetuados em cada ano.

⁷⁴ Prevista por Lei / Decreto Legislativo Regional.

resultantes do Programa de Assistência Económica e Financeira ao país e, por outro lado, de uma contribuição extraordinária efetuada em 2016 para o fundo de pensões. Após a reposição ocorrida em 2016, ocorreu até 2020 um acréscimo dos gastos com pessoal da atividade de DEE da EDA, em cerca de 23%, correspondendo a 2,412 milhões de euros.

Procedeu-se, também à análise da evolução dos custos unitários da EDA tendo em conta os indutores de custo que têm sido utilizados nos períodos de regulação anteriores, a energia fornecida e o número médio de clientes. As Figura 6-11 e Figura 6-12 apresentam essa análise.

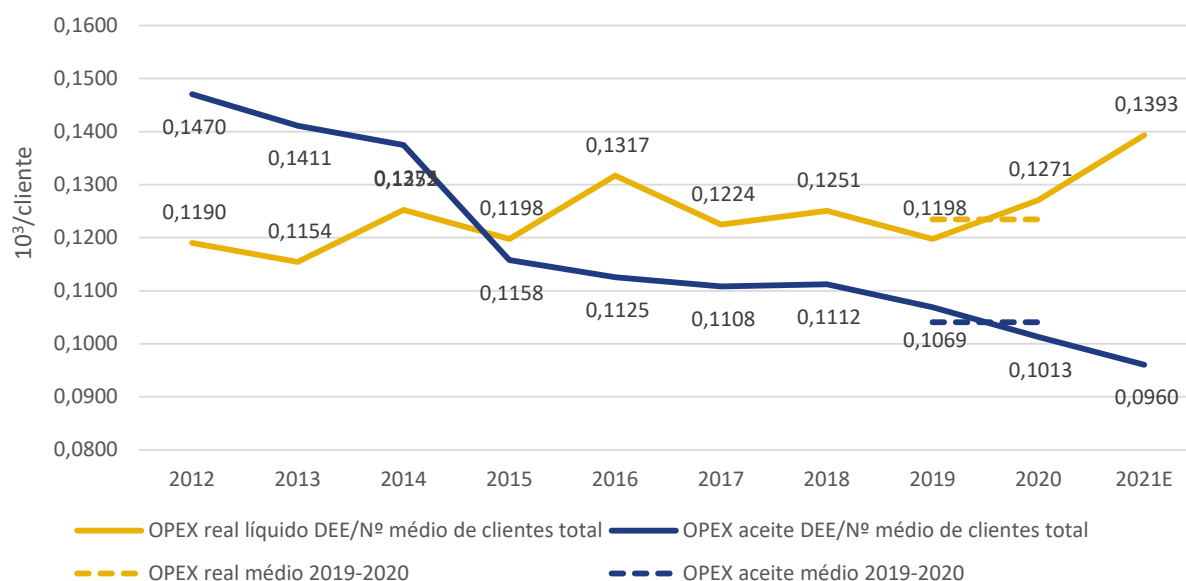
Figura 6-11 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE
(Por energia distribuída, preços constantes de 2020)



Fonte: ERSE, EDA

Conclui-se que em termos de OPEX unitário, a EDA não cumpriu a meta de eficiência imposta no período de regulação 2018-2021, tendo enveredado a partir de 2019 por uma tendência crescente ao nível dos custos reais. O rácio OPEX/energia fornecida da EDA aumentou aproximadamente 7,0% de 2018 para 2020, enquanto o rácio OPEX/energia fornecida aceite pela ERSE é reduzido em aproximadamente 4,2% no mesmo período. Neste caso, o aumento de OPEX da empresa de 2018 para 2020 foi superior à imposta pelo regulador no mesmo período em 12,6 p.p.. Anulando o efeito de redução da energia distribuída, de 2018 para 2020, o aumento do rácio OPEX/energia fornecida seria de 10,8%.

**Figura 6-12 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE
(Por número de clientes, preços constantes de 2020)**



Fonte: ERSE, EDA

O rácio OPEX/cliente da EDA aumenta aproximadamente 1,6% de 2018 para 2020 e o rácio OPEX/cliente aceite pela ERSE é reduzido em aproximadamente 9% de 2018 para 2020. Em consequência, o aumento de OPEX unitário da empresa de 2018 para 2020 foi superior ao imposto pelo regulador no mesmo período em 10,6 p.p..

6.2.2.2 BASE DE CUSTOS

A Figura 6-9 permite verificar que a empresa ficou aquém das metas de eficiência impostas pelo regulador, para o período de regulação 2018-2021, revelando incapacidade para atingir as metas propostas e distanciando-se dos objetivos, a partir do momento em que ocorreram a reposição dos cortes salariais em 2016.

A ERSE, no caso da atividade de DEE da EDA, decidiu manter a ponderação de custos utilizada no período de regulação anterior para a definição das bases de custo inicial, que assume a repartição igual entre custos reais da empresa entre 2019 e 2020 e os custos aceites pelo regulador para o mesmo período.

Assim, a base de custos para 2022, sobre a qual são aplicadas metas de eficiência, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- Média ponderada dos custos reais da EDA (50%) e das bases de custos aceites pela ERSE (50%) nos anos de 2019 e de 2020. Os valores são atualizados para 2022, com a aplicação de dois anos de atualização (IPIB-X)⁷⁵.

A Figura 6-13 resume a metodologia de apuramento da base de custos da atividade de DEE.

⁷⁵ 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 de regulação 2018-2021.

Figura 6-13 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de DEE

custos a preços correntes		Unidade: 10 ³ euros			
DEE					
AT/MT					
	2019	2020	2021 est		2022 prev
Custos reais/estimados (sem custos de manutenção) (10 ³ euros)	5 450	5 891	7 102		7 739
Ajustamento preços transferência (em 10 ³ euros)	2	2			
Média ponderada dos custos reais e aceites de 2019 e 2020, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência		5 313			
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	1,43%	1,51%	2,32%		1,19%
Fator X	3,00%	3,00%	3,00%		3,0%
Proveitos aceites pela ERSE (sem custos de manutenção) (em 10³ euros)	5 030	4 886	4 841		5 300
diferença aceite - real	-420	-1 005	-2 262		-2 440
AT/MT					
Parte Fixa		2 657			2 591
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,00500			0,00488
Energia fornecida (MWh)		265 572			284 536
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)		1,75126			1,70788
Nº médio de clientes		759			773
BT					
	2019	2020	2021 est		2022 prev
Custos reais/estimados (sem custos de manutenção) (10 ³ euros)	9 240	10 217	11 164		12 042
Ajustamento preços transferência (em 10 ³ euros)	2	3			
Média ponderada dos custos reais e aceites de 2019 e 2020, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência		8 870			
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	1,43%	1,51%	2,32%		1,19%
Fator X	3,00%	3,00%	3,00%		3,0%
Proveitos aceites pela ERSE (sem custos de manutenção) (em 10³ euros)	8 078	7 949	7 753		8 739
diferença aceite - real	-1 161	-2 268	-3 411		-3 304
BT					
Parte Fixa		4 435			4 325
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,00491			0,00478
Energia fornecida (MWh)		451 990			462 005
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)		0,01760			0,01717
Nº médio de clientes		125 976			128 450

Fonte: ERSE, EDA

Para além da desagregação por nível de tensão, é igualmente necessário ter em consideração para efeitos de cálculo do OPEX aceite pela ERSE para o período de regulação 2022-2025 os seguintes aspetos:

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

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

Nos períodos de regulação anteriores atribuiu-se uma ponderação de 50% para a componente fixa de custos, os remanescentes 50% atribuídos para a componente variável foram repartidos equitativamente entre energia fornecida (25%) e número médio de clientes (25%). A literatura económica enfatiza ambas as variáveis como sendo importantes indutores de custos (ver, entre outros autores, Hess e Cullmann, 2007⁷⁶; Leme et al., 2014⁷⁷; Altoé et al., 2017⁷⁸ e Kumbhakar e Lien, 2017⁷⁹, as referências a estes autores podem ser consultados no documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição»).

Deste modo a ERSE manterá para o período de regulação 2022-2025 os indutores de custo utilizados nos dois períodos de regulação anteriores, energia fornecida e número médio de clientes, bem como a repartição de peso de cada componente do OPEX, 50% para a parte fixa, 25% para a parte variável em função do número de clientes e 25% para a parte variável em função da energia fornecida. Na base desta escolha estão também os seguintes fatores:

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

6.2.2.3 META DE EFICIÊNCIA

Para além das análises de desempenho efetuadas referidas no respetivo ponto do presente capítulo, a definição do fator de eficiência para o próximo período de regulação da atividade de distribuição da EDA teve em conta a análise de um estudo de *benchmarking* que pode ser consultado no documento «Estudo de *benchmarking* – Operadores de Sistema de Distribuição».

⁷⁶ Hess, Borge e Cullmann, Astrid, 2007, Efficiency Analysis of East and West German Electricity Distribution Companies – Do the “Ossis” Really Beat the “Wessis2?”, *Utilites Policy*, 15, 206-214.

⁷⁷ Leme, Rafael; Paiva, Anderson; Santos, Paulo; Balestrassi e Galvão, Leandro, 2014, Design of Experiments Applied to Environmental Variables Analysis in Electricity Utilities Efficiency: The Brazilian Case, *Energy Economics*, 45, 111-119.

⁷⁸ Altoé, Andrey; Costa, Newton; Lopes, Ana; Veloso, Thiago e Saurin, Valter, 2017, Technical Efficiency and Financial Performance in the Brazilian Distribution Service Operators, *Socio-Economic Planning Sciences*, 59, 79-92.

⁷⁹ Kumbhakar, S. e Lien, G., 2017, “Yardstick Regulation of Electricity Distribution – Disentangling Short-run and Long-run Inefficiencies” *The Energy Journal*, Vol. 38. Nº 5, 17-37.

Tal como já foi descrito neste documento, a definição de metas de eficiência assume um carácter fundamental na implementação de regulação por incentivos e uma das formas de aferi-la é através de análises de *benchmarking* nas quais se compara o nível de eficiência de *peers*, que constituem um método largamente utilizado pelos diferentes reguladores, ao permitir avaliar a distância entre o nível efetivo de eficiência das empresas reguladas e a fronteira de eficiência.

Tendo em conta que no modelo regulatório a aplicar à atividade de distribuição as metas de eficiência são aplicadas ao OPEX, interessará considerar apenas os resultados dos vários modelos estimados (secção 5 do documento «Estudo de Benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição») para analisar a eficiência que incluam o OPEX como *input*. Nesses modelos, observa-se que a EDA se posiciona no 2º quartil sempre que se considera como output, o conjunto de dois indutores: número de pontos de abastecimento e a extensão da rede. Quando se considera apenas um input, os resultados dos modelos com a extensão da rede continuam a manter a EDA no 2º quartil. No caso do número dos pontos de abastecimento, a EDA é posicionada, tendencialmente, em níveis de eficiência do 3º quartil. O mesmo ocorre nos modelos com três outputs. Salvaguardando um grau de incomparabilidade dos resultados do presente estudo com os resultados do estudo efetuado para a definição de parâmetros de 2018 a 2020 em resultado das metodologias e amostra utilizadas, estes resultados parecem evidenciar uma possível melhoria da EDA. No estudo efetuado em 2017, tendencialmente, a EDA posicionou-se em níveis de eficiência associados ao 4º e 3º quartil.

Esta situação, relativamente positiva do posicionamento da EDA em termos de níveis de eficiência evidenciada pelos resultados do presente estudo, ocorre sob condicionantes geográficas e de escala que caracterizam a atividade desta empresa. Reforça-se que na análise efetuada não existe mais nenhuma empresa insular para além da EEM. Face ao exposto, os resultados da análise de *benchmarking* inferem uma redução das metas de eficiência comparativamente aos valores definidos para o período de regulação 2018 a 2021. Contudo, na definição das metas de eficiência também se deve ter em conta a performance passada da EDA, no que concerne aos custos reais versus custos aceites, e os procedimentos adotados para a definição da base de custos para o próximo período de regulação. Neste indicador, a EDA apresenta uma menor eficiência e, principalmente, uma menor *performance* na relação entre custos reais versus custos aceites comparativamente à EEM.

Considerando os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 6 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição»), sem prejuízo de se considerar que os resultados estão suportados no TOTEX e que, por esta razão, esta referência deve ser apreciada de forma

relativa em vez de uma forma absoluta, observa-se um incremento do Total Factor Productivity. Este incremento é resultado de impactos positivos oriundos do progresso tecnológico e do nível de eficiência técnica (performance de gestão eficiente⁸⁰), apesar de se observar deseconomias de escala. Ao nível do progresso tecnológico (Technical Efficiency Effect), a variação apresentada pela EDA nos dois últimos anos da amostra (de 2018 para 2019) apontam para valores em torno de 1%, para o TOTEX.

Deste modo, atendendo à: i) exigência imposta à EDA na definição da nova base de custos, em que a componente de custos aceites assume a mesma proporção que a componente dos custos reais, tal como para a EEM, apesar da EDA apresentar um pior desempenho do que esta empresa, ii) ao desempenho relativamente positivo da EDA que evidencia o estudo de *benchmarking*, apesar das condicionantes que caracterizam a atividade de DEE na Região Autónoma dos Açores; considera-se adequada uma revisão significativamente em baixa da meta de eficiência de **2,5%** no caso do OPEX da EDA. Esta meta de eficiência procura induzir um maior esforço da EDA no sentido de diminuir o hiato observado entre os custos reais e os custos aceites.

6.2.2.4 PARÂMETROS

O Quadro 6-2 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2022-2025, base de custos em 2022 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2023, 2024 e 2025. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2023, 2024 e 2025, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

Custos de exploração 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

⁸⁰ O *pure technical efficiency change effect* mede a eficiência técnica excluindo o efeito das economias de escala (eficiência de escala) e, desta forma, puramente reflete a performance da gestão da empresa no processo de organização dos inputs no processo produtivo (Kumat e Gulati, 2008).

Quadro 6-2 - Parâmetros da DEE

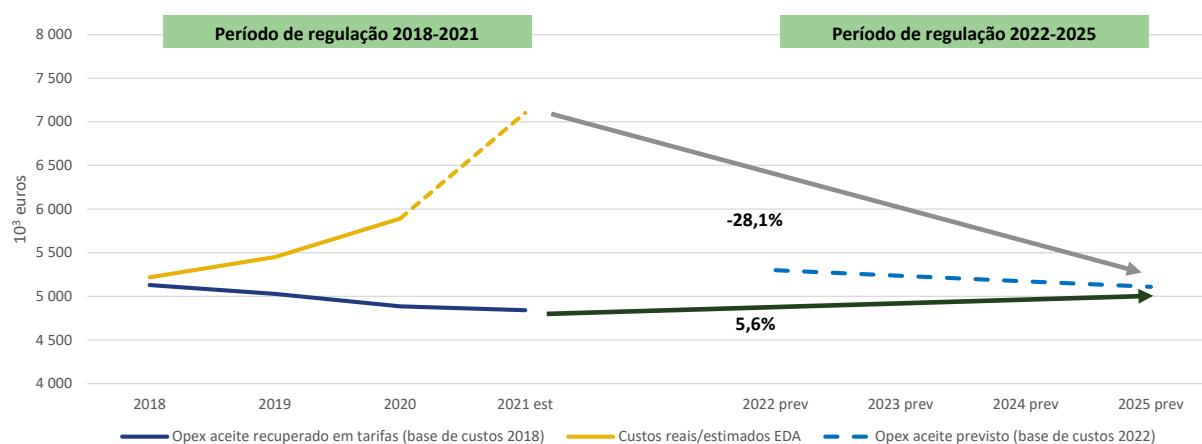
DEE - AT/MT	período de regulação 2018-2021	2022	período de regulação 2022-2025
componente fixa (10 ³ euros)		2 591	
Fator de eficiência custos fixos	3,00%		2,50%
Custo por energia fornecida (10 ³ euros/MWh)		0,00488	
Fator de eficiência energia fornecida	3,00%		2,50%
Custo por nº médio de clientes (10 ³ euros/cliente)		1,70788	
Fator de eficiência nº médio de clientes	3,00%		2,50%

DEE - BT	período de regulação 2018-2021	2022	período de regulação 2022-2025
componente fixa (10 ³ euros)		4 325	
Fator de eficiência custos fixos	3,00%		2,50%
Custo por energia fornecida (10 ³ euros/MWh)		0,00478	
Fator de eficiência energia fornecida	3,00%		2,50%
Custo por nº médio de clientes (10 ³ euros/cliente)		0,01717	
Fator de eficiência nº médio de clientes	3,00%		2,50%

Fonte: ERSE, EDA

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia, pressupondo a manutenção do IPIB de t-1 e o nível de atividade em termos de número de clientes e energia fornecida, constam da Figura 6-14 e Figura 6-15.

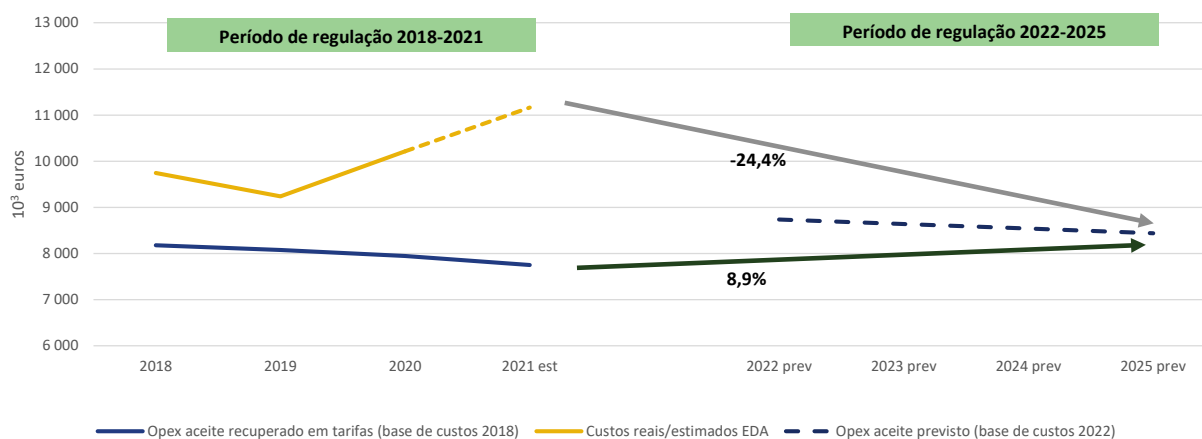
Figura 6-14 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em AT/MT



Fonte: ERSE, EDA

Tendo por base os pressupostos desta simulação, estima-se ao nível da AT/MT que a base de custos para o final do período de regulação 2022-2025 deverá ser superior em cerca de 5,6% ao custo estimado aceitar pela ERSE para 2021 e inferior em cerca de 28,1% face ao valor real estimado pela EDA para o mesmo ano.

Figura 6-15 - Resultado previsto com aplicação da metodologia em BT



Fonte: ERSE, EDA

Tendo por base os pressupostos desta simulação, estima-se que a base de custos para 2025, último ano do período de regulação 2022-2025, seja superior ao valor estimado aceitar pela ERSE para 2021 em 8,9% e inferior em 24,4% face ao valor estimado ocorrer pela EDA em 2021.

6.3 EEM

ENQUADRAMENTO

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

Após proceder à avaliação dos resultados das metodologias de regulação aplicadas nos períodos de regulação 2012-2014, 2015-2017 e 2018-2021, a ERSE decidiu mantê-las, consolidando-as, para o período de regulação 2022-2025.

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

- Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:
 - o Ao nível dos custos de exploração, OPEX⁸¹; controláveis líquidos de proveitos⁸², é aplicado um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência;
 - o 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;
 - o Os custos com aquisição de energia e custos com combustíveis são aceites fora do *revenue cap*. No caso dos combustíveis está implementado um mecanismo de custos de referência aplicado às componentes de custos com fuelóleo, gasóleo e gás natural, que na sequência do “Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”, de 2021, cuja versão pública é apresentada em anexo a este documento, terão novos parâmetros a partir de 2022 (ver capítulo 10);
 - o No que respeita aos custos com capital, CAPEX⁸³, 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:
 - o Ao OPEX líquido de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise dos *dossiers* de preços de transferência⁸⁴ desta atividade é aplicado um mecanismo do tipo *price cap*, com uma componente de custos fixos, e duas componentes variáveis tendo como indutores de custos a energia distribuída e o número médio de clientes,
 - o No que respeita ao CAPEX, a metodologia de regulação manteve-se inalterada aplicando-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

⁸¹ Do inglês, *Operational expenditures*

⁸² Nos parâmetros para o período de regulação 2022-2025 não ocorreram na atividade de AGS da EEM ajustamentos à base de custos, resultante da análise aos *dossiers* de preços de transferência.

⁸³ Do inglês, *Capital expenditures*

⁸⁴ Nos parâmetros para o período de regulação 2022-2025 não ocorreram na atividade de DEE da EEM ajustamentos à base de custos, resultante da análise aos *dossiers* de preços de transferência.

No que diz respeito à atividade de Comercialização de Energia Elétrica as metodologias aplicadas são explicadas no capítulo 7.

6.3.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

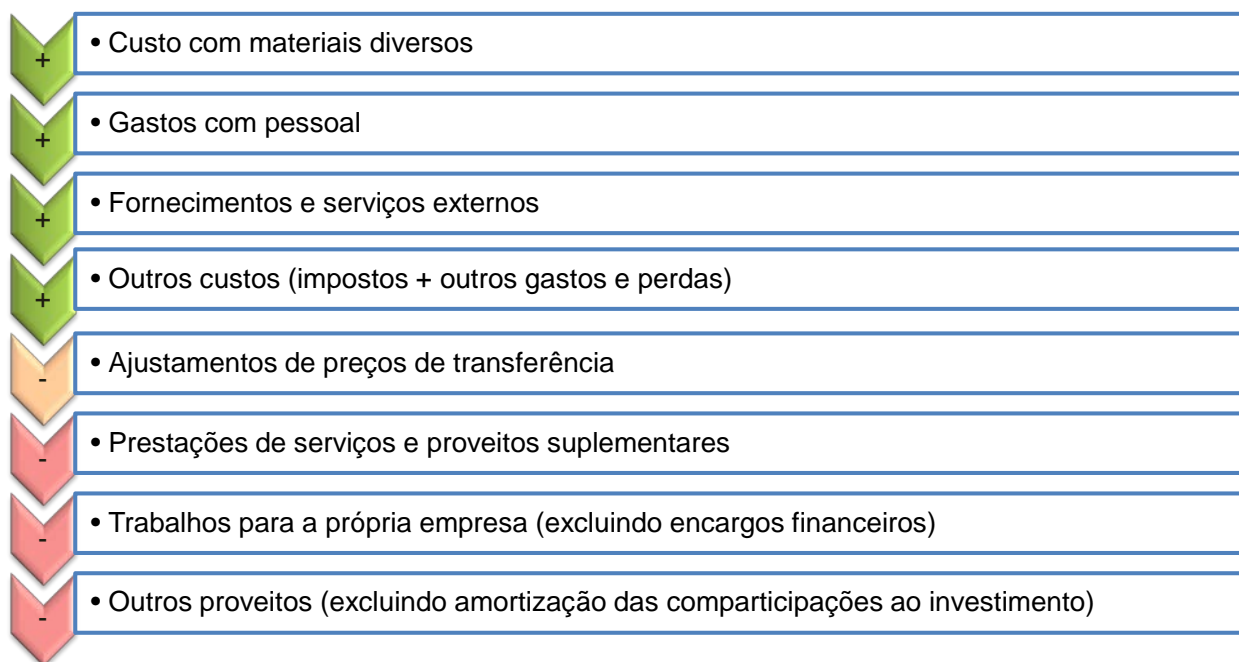
No período de regulação 2022-2025 manter-se-á a metodologia de regulação do OPEX dos três períodos de regulação anteriores, assente num *revenue cap*. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX líquido para 2022, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2023, 2024 e 2025.

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

6.3.1.1 ANÁLISE DE DESEMPENHO

No presente ponto pretende-se fazer uma breve análise ao desempenho da atividade de AGS da EEM, de modo a avaliar em que medida a empresa respondeu às metas regulatórias fixadas pela ERSE. Num contexto de definição de parâmetros para o período de regulação que agora se inicia, esta análise revela-se uma ferramenta estruturante de apoio à decisão do regulador. Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) sujeita a metas de eficiência para 2022, no que respeita à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, consideraram-se as rubricas apresentadas na figura seguinte.

Figura 6-16 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais
na atividade de AGS



Fonte: ERSE

Deste modo, para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise, os valores de OPEX apenas consideram os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos para 2022. Assim, excluem-se os seguintes custos:

- Combustíveis, lubrificantes e amónia,
- Aquisição de energia a produtores independentes,
- Custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos,
- Provisões (reforços líquidos de reversões),
- Custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂.

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

- Os custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos são deduzidos aos restantes custos de exploração devido à sua volatilidade, sendo aceites fora do âmbito de aplicação de metas de eficiência;

- Não será considerado qualquer ajustamento de preços de transferência na base de custos da EEM para 2022, à semelhança do ocorrido na definição da base de custos do período de regulação de 2018 a 2021, na medida em que as operações intragrupo que originavam este ajustamento no período de regulação 2015-2017 deixaram de se verificar desde 2015.

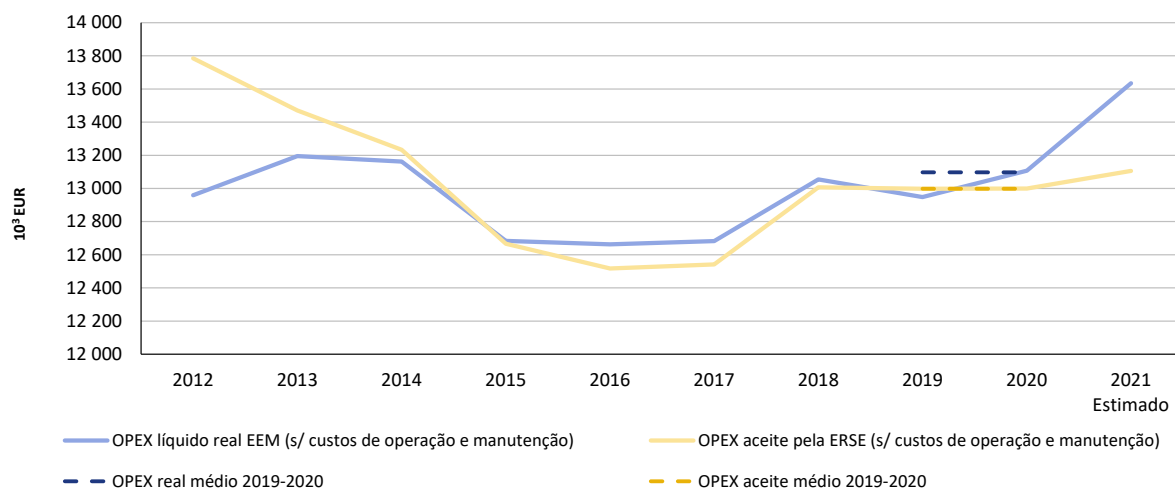
Não obstante o breve resumo realizado, a leitura da presente secção deverá ser complementada com o documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico», que integra o pacote de documentos subjacentes ao processo de Tarifas 2022, bem como a análise comparativa efetuada entre a EDA e a EEM, que consta no capítulo 6.1.

A análise de desempenho consubstancia-se numa comparação entre o OPEX líquido que fora aceite pela ERSE no período de regulação anterior de 2018-2021 (valor-referência de OPEX líquido que a empresa regulada deve considerar como sendo o montante máximo de custos que deve incorrer na sua atividade operacional) com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX) para que se efetive um controlo da atividade operacional da empresa regulada.

A Figura 6-17 apresenta, assim, a evolução do OPEX líquido real da EEM bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE, desde 2012, com base na aplicação das metodologias regulatórias em vigor a cada momento, considerando-se apenas os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos do período de regulação anterior.

Assim, a presente análise apenas incide sobre uma pequena parcela dos proveitos permitidos da atividade de AGS: os custos de exploração controláveis sujeitos a metas de eficiência representam cerca de 10% dos custos totais com OPEX. Os custos com aquisição de fuelóleo, gasóleo e gás, bem como os custos com aquisição de licenças de emissão de CO₂ são também sujeitos a eficiência, e são tratados de forma individualizada.

Figura 6-17 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EEM

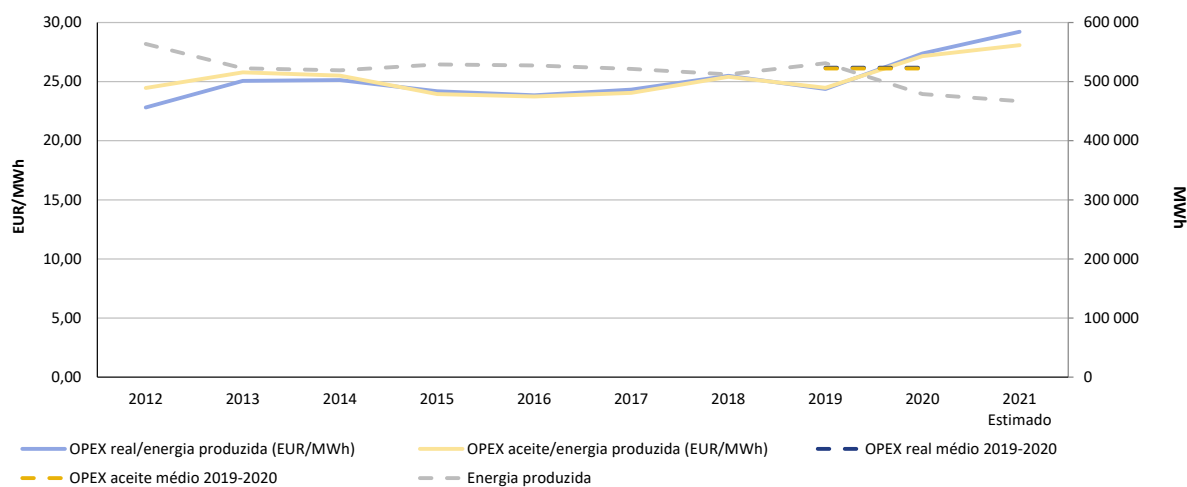


Fonte: ERSE, EEM

A Figura 6-17, que apresenta a evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EEM, a preços correntes, permite observar que a EEM obteve, nos anos de 2012 a 2014, um nível de OPEX real inferior ao OPEX real aceite pela ERSE, situação que se inverteu a partir de 2015, com a definição de uma nova base de custos. Entre 2018 e 2020, verificou-se que os gastos operacionais reais da empresa evoluíram, de forma próxima aos valores aceites pela ERSE.

Procedeu-se, também, à análise da evolução dos custos unitários da EEM tendo em conta a energia produzida (produção própria), apresentada na Figura 6-18.

Figura 6-18 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia produzida
(produção própria)



Fonte: ERSE

A tendência registada ao nível dos custos de exploração totais é, de uma forma geral, semelhante no que respeita ao OPEX unitário por energia emitida. Refira-se, ainda, a proximidade entre os valores ERSE aceites em ajustamentos e os valores reais empresa.

Face à análise realizada, é possível observar uma aderência entre a evolução dos custos reais da EEM e os aceites pela ERSE, principalmente no último período de regulação, evidenciando-se desta forma a capacidade da empresa em acompanhar as metas definidas pela ERSE

6.3.1.2 BASE DE CUSTOS

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

Conforme referido, a EEM tem conseguido responder à eficiência imposta pelo regulador, para nos períodos de regulação 2015-2017 e 2018-2021, verificando-se, de um modo geral, uma aderência entre o comportamento dos custos reais da empresa e a base de custos aceites pela ERSE.

Deste modo, a ERSE optou, na definição da base de custos para 2022, por aplicar uma metodologia que permita uma partilha equitativa de custos/ganhos entre a empresa e os consumidores, isto é, que considera

50% dos custos reais da empresa e **50%** da base de custo em vigor no período de regulação que termina em 2021.

Assim, a base de custos para 2022, sobre a qual serão aplicadas metas de eficiência ao longo do período de regulação foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- i. Cálculo da média dos custos reais da empresa, líquidos de proveitos, para 2019 e 2020, os quais correspondem aos dois últimos anos de informação fechada e auditada;
- ii. Cálculo da média da base de custos aceites pela ERSE, para os mesmos anos;
- iii. Cálculo da média dos dois pontos acima;
- iv. Atualização do valor calculado em iii), para 2022, tendo em conta o IPIB e as metas de eficiência definidas no período de regulação que termina em 2021⁸⁵.

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

A Figura 6-19 infra elenca os montantes apurados para a base de custos de 2022, com base nos procedimentos explicados.

⁸⁵ 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 de regulação 2018-2021, ou seja, 1,5%.

Figura 6-19 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS

AGS					Unidade: 10 ³ euros
	2018	2019	2020	2021 Estimado	2022 Previsional
Média (Custos reais EEM; Custos estimados e aceites ERSE) (10 ³ euros)	13 031	12 973	13 053	13 370	14 212
Ajustamento preços transferência (em 10 ³ euros)	0	0	0	0	
Média dos custos reais de 2019 e de 2020, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência			13 013		
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	1,08%	1,43%	1,51%	2,32%	1,19%
Fator X			1,50%	1,50%	1,5%
Proveitos aceites/previstos pela ERSE	13 007	12 998	12 999	13 106	13 079
diferença aceite (ERSE) - real/previsional (EEM)	-24	25	-54	-264	-1 132

Base de custos - média dos custos reais e aceites de 2019 e de 2020, atualizados para 2020 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB - X)

Fonte: ERSE

6.3.1.3 METAS DE EFICIÊNCIA

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

Neste sentido, e como foi anteriormente referido, foi efetuada uma comparação entre as atividades reguladas nas duas Regiões Autónomas no ponto 6.1.

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

- O período de regulação 2018-2021 foi caracterizado por uma redução na energia produzida pela EEM em cerca de 9% e pela aplicação de uma meta de eficiência de 1,5% (0.5 p.p. inferior ao período de regulação precedente), no entanto os custos reais e os aceites evoluíram sincronizadamente.
- Esta tendência, aliada à evolução próxima entre custos reais e aceites permite concluir pelo esforço da empresa em dar resposta aos objetivos de eficiência fixados pelo regulador;
- Acresce que, em 2018, 2019 e 2020, a EEM apresentou custos unitários reais (EUR/MWh) significativamente inferiores aos da EDA, e cuja tendência se prevê manter para o futuro.

- Genericamente, a evolução histórica dos custos da atividade de AGS das Regiões Autónomas reveste-se de alguma imprevisibilidade, face à inflexibilidade dos custos em função de variações de fatores externos justificando-se prudência no estabelecimento das metas de eficiência a aplicar no novo período de regulação.

Decorrente da capacidade da empresa atingir as metas definidas pelo regulador no anterior período de regulação e da repartição de ganhos efetuada na definição da base de custos, considera-se adequado manter a meta de eficiência atual para a atividade de AGS (1,5%), de forma a manter o esforço de reduzir os seus custos controláveis afetos à AGS neste novo período de regulação.

6.3.1.4 PARÂMETROS

O Quadro 6-3 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2022-2025, a base de custos em 2022 e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2023, 2024 e de 2025. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2023, 2024 e 2025 é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

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

Em que:

t = ano civil

X = Meta de eficiência fixada

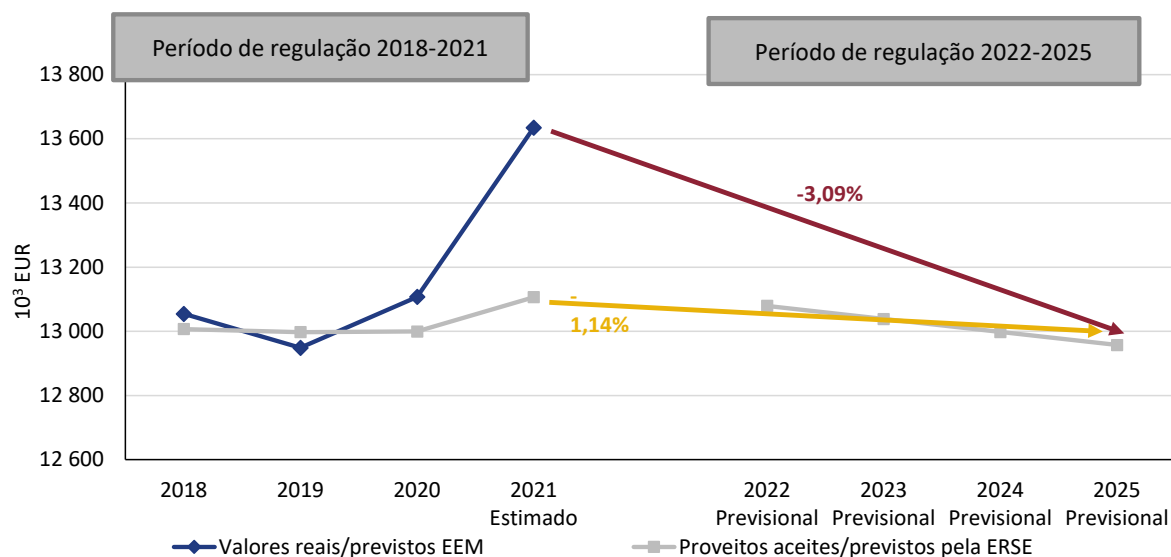
Quadro 6-3 - Parâmetros da AGS

AGS	Período de regulação 2018-2021	2022	Período de regulação 2022-2025
componente fixa (milhares de EUR)		13 079	
Fator de eficiência	1,50%		1,50%

Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia apresentam-se na Figura 6-20.

Figura 6-20 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EEM

No pressuposto de que o IPIB se mantenha ao longo do período de regulação igual ao valor do IPIB de t-1 considerado na base de custos de 2022, a base de custos, com a aplicação de uma meta anual de eficiência de 1,5%, deverá reduzir-se cerca de 3% face ao valor real da empresa e 1% relativamente ao valor aceite estimado para 2021.

6.3.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação 2022-2025 pretende-se manter a metodologia de regulação do OPEX dos três períodos de regulação anteriores, assente num *price cap*, com uma componente de custos fixos. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX Líquido para 2018, bem como às metas de eficiência a aplicar para 2019 e 2020.

Tal como no caso da EDA, até 2008 os custos de OPEX da atividade de DEE da EEM eram regulados por custos aceites em base anual, tendo-se implementado, em 2009, um mecanismo de regulação do TOTEX por *price cap*, integralmente variável em função da energia distribuída. No período de regulação 2012-2014 foi implementada uma regulação por *price cap* apenas ao nível do OPEX, e definida uma componente de custos fixos.

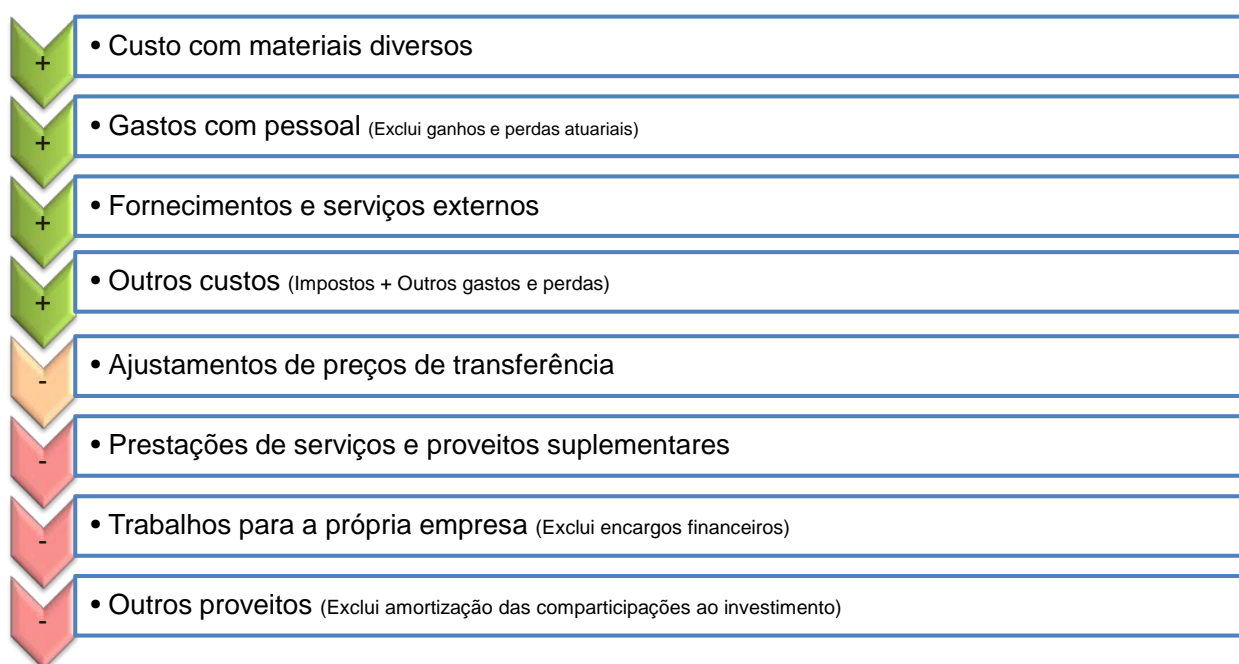
Para que se possa avaliar o impacto dos parâmetros regulatórios impostos pela ERSE à atividade de DEE, bem como o *modus operandi* da empresa, é crucial a monitorização do seu desempenho ao longo dos últimos anos. A próxima secção engloba brevemente esta análise.

6.3.2.1 ANÁLISE DE DESEMPENHO PARA DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS

No presente ponto pretende-se fazer uma breve análise ao desempenho da atividade de DEE da EEM, de modo a avaliar em que medida a empresa respondeu às metas regulatórias fixadas pela ERSE, refletidas na base de custos aceites sujeita a metas de eficiência, que corresponde ao valor de referência de OPEX, líquido de proveitos, que a empresa regulada deve considerar como montante máximo de custos que deve incorrer na sua atividade operacional.

Na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, consideraram-se as rubricas apresentadas na figura seguinte, para efeitos da definição da base de custos para 2022:

**Figura 6-21 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais
na atividade de DEE**



Fonte: ERSE

A análise de desempenho consubstancia-se numa comparação entre a base de custos que fora aceite pela ERSE no período de regulação 2018-2021, com o OPEX líquido real da empresa regulada nesses anos (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX).

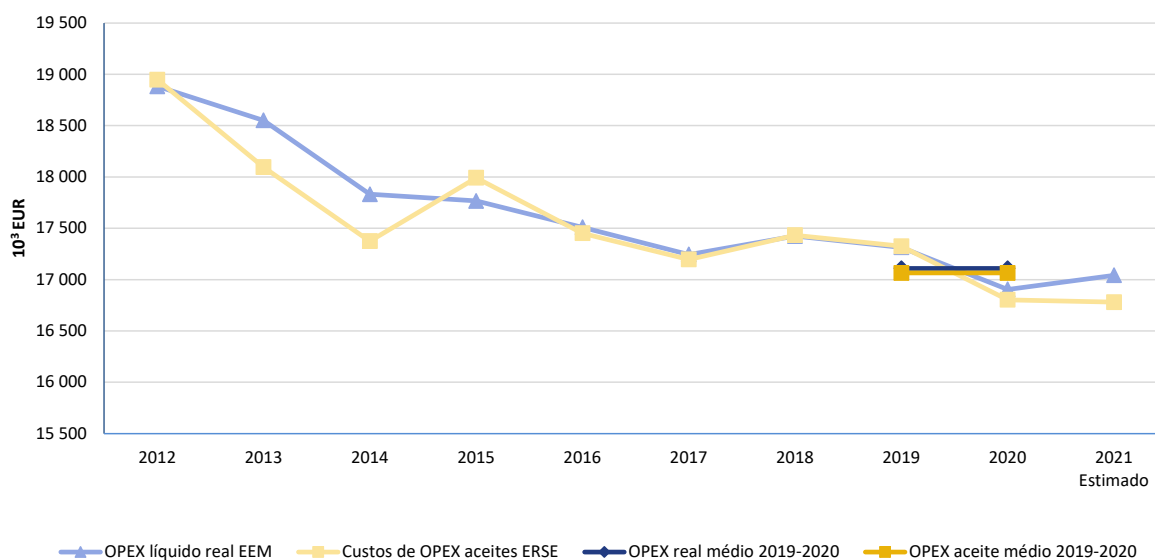
Não obstante o breve resumo realizado neste capítulo, a leitura da presente secção deverá ser complementada com o documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico»,

que integra o pacote de documentos subjacentes ao processo de Tarifas 2022. Paralelamente, foi efetuada uma análise comparativa do desempenho da EDA e da EEM no ponto 6.1.

A Figura 6-22 apresenta, para o total da atividade de DEE, a evolução do OPEX líquido real da EEM, desde 2012, bem como os valores da base de custos aceites pela ERSE.

Para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise os OPEX considerados apenas consideram os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos do período de regulação anterior⁸⁶.

Figura 6-22 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de DEE da EEM



Fonte: ERSE, EEM

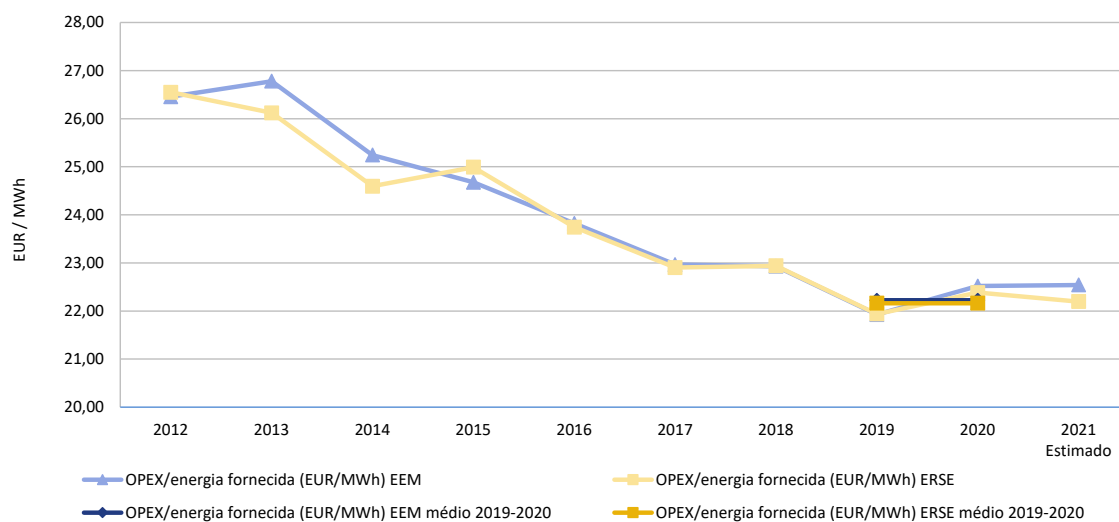
A Figura 6-22 permite observar que em ambos os referenciais de custos (aceites e reais) se observa uma diminuição do OPEX para o período em análise. No período de regulação 2012-2014, os custos incorridos pela EEM situaram-se acima dos custos aceites pela ERSE, com exceção do ano de 2012, o qual coincidiu com o ano de definição da base de custos desse período de regulação. No período de regulação seguinte, 2015-2017, verificou-se uma aproximação entre os custos aceites pela ERSE e os custos reais da empresa. Recorde-se que as metas de eficiências aplicadas nesses dois períodos de regulação foram distintas (5% para 2012 a 2014 e 4% para 2015 a 2017), facto que poderá contribuir para a aproximação verificada.

⁸⁶ Desta forma, os valores apresentados a partir de 2016 não incluem as rendas dos municípios, as quais passaram a fazer parte integrante dos proveitos permitidos da EEM desde esse ano, por imposição legal, mas fora da base de custos sujeita a metas de eficiência.

Em 2018, a redução dos custos reais da EEM foi cerca de 2% face a 2015, e de 8% relativamente a 2012, transparecendo a trajetória descendente dos custos da empresa. No último período de regulação (de 2018 a 2021), as metas de eficiência aplicadas à atividade da DEE foram de 3%. Nos primeiros três anos o OPEX aceite pela ERSE ficou próximo dos gastos operacionais reais da empresa.

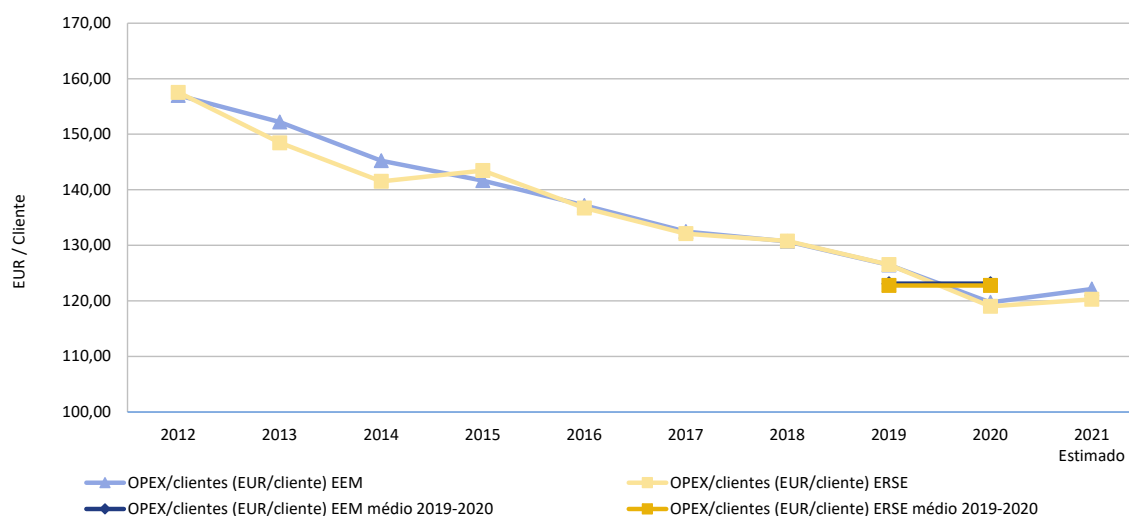
Procedeu-se também à análise da evolução dos custos unitários da EEM, tendo em conta os indutores de custo utilizados na fixação dos proveitos permitidos: a energia fornecida e o número de clientes.

Figura 6-23 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE
(Por energia distribuída, preços constantes de 2020)



Fonte: ERSE e EEM

Figura 6-24 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE
(Por número de clientes, preços constantes de 2020)

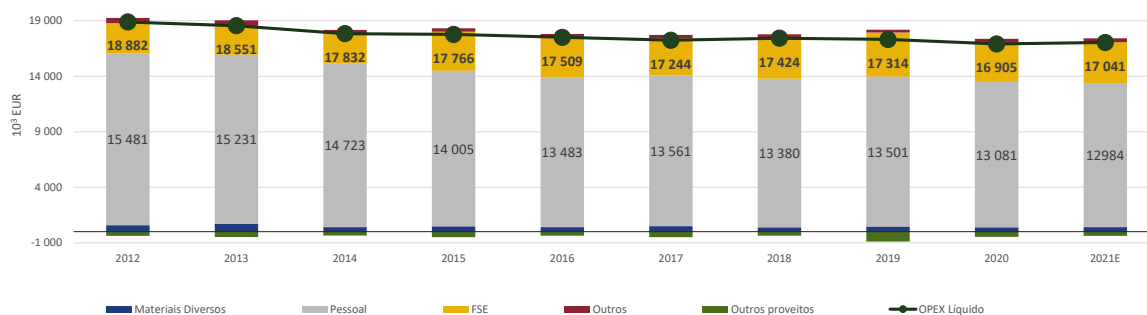


Fonte: ERSE e EEM

Centrando a análise a partir de 2012, é possível observar que, à semelhança do que acontece no OPEX total, tanto os custos unitários por energia fornecida como os custos unitários por cliente incorridos pela EEM registaram um comportamento em linha com os custos unitários aceites pela ERSE, tendo-se registado uma aproximação dos valores em 2015, conforme já concluído anteriormente. Este facto demonstra, *i)* uma aderência entre a base de custos definida pela ERSE e os custos incorridos pela EEM e *ii)* o esforço evidenciado pela empresa em cumprir a eficiência exigida pelo regulador.

Em termos globais a evolução dos custos totais e líquidos de proveitos da EEM é apresentada na Figura 6-25

Figura 6-25 - Evolução dos custos da atividade de DEE da EEM



Fonte: ERSE, EDA

Tal como anteriormente ilustrado verifica-se uma redução dos custos de OPEX na DEE da EEM, transversal, de forma geral, a todos as rúbricas de gastos. Em 2021, a empresa estima um ligeiro aumento, com origem, principalmente, no aumento dos FSE, em cerca de 0,1 milhões de euros.

6.3.2.2 BASE DE CUSTOS

Conforme referido, a EEM tem conseguido responder à eficiência imposta pelo regulador, para o período de regulação 2018-2021, apresentando custos muito próximos da base de custos aceite pela ERSE.

Assim, em linha com a atividade de AGS, a ERSE optou, na definição da base de custos para 2022, por implementar uma metodologia que permita uma partilha equitativa de custos/ganhos entre a empresa e os consumidores. Assim, a base de custos para 2022, sobre a qual serão aplicadas metas de eficiência ao longo do período de regulação, foi calculada de acordo com a seguinte metodologia:

- i. Cálculo da média dos custos reais da empresa, líquidos de proveitos, para 2019 e 2020, os quais correspondem aos dois últimos anos de informação fechada e auditada;
- ii. Cálculo da média dos custos aceites pela ERSE, para os mesmos anos;
- iii. Cálculo da média dos dois pontos acima;
- iv. Atualização do valor calculado em iii), para 2022, tendo em conta o IPIB anual e as metas de eficiência definidas no anterior período de regulação.

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

A figura infra elenca os montantes apurados para a base de custos de 2022, com base nos procedimentos explicados:

Figura 6-26 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM DEE

DEE					Unidade: 10 ³ euros
	2018	2019	2020	2021 Estimado	2022 Previsional
Média (Custos reais EEM; Custos estimados e aceites ERSE) (10 ³ euros)	17 428	17 320	16 854	16 911	16 793
Ajustamento preços transferência (em 10 ³ euros)	0	0	0		
Média dos custos reais de 2019 e de 2020, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência			17 087		
IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)	1,08%	1,43%	1,51%	2,32%	1,19%
Fator X			3,00%	3,00%	3,0%
Proveitos aceites/previstos pela ERSE (10 ³ euros)	17 432	17 325	16 803	16 781	16 664
diferença aceite (ERSE) - real/previsional (EEM)	4	5	-51	-130	-129

Base de custos - média dos custos reais e aceites de 2019 e de 2020, atualizados para 2022 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB - X)

Fonte: ERSE

INDUTORES DE CUSTOS E REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

A ERSE manterá para o período de regulação 2022-2025 os indutores de custo utilizados nos períodos de regulação precedentes (2012-2014, 2015-2017 e 2018-2021), bem como a repartição do peso de cada componente fixa e variável, do OPEX sujeito a metas de eficiência. Deste modo, os indutores de custo serão a energia fornecida e número médio de clientes, e a repartição de peso de cada componente do OPEX, será de 50% para a parte fixa, 25% para a parte variável em função do número de clientes e 25% para a parte variável em função da energia fornecida.

Na base desta decisão estão os seguintes fatores:

- A literatura económica disponível sobre a atividade de distribuição de energia elétrica atribui um elevado peso à componente fixa de custos. Por outro lado, o *mainstream* literário enfatiza ambas as variáveis selecionadas como sendo importantes indutores de custos, tal como acima referido.

- A escolha da energia fornecida como indutor de custos permite equilibrar o risco regulatório entre empresa e consumidor.
- O número médio de clientes é uma variável menos volátil o que permite dar um sinal regulatório para redução dos custos mais evidente.
- Ambos os indutores são facilmente “auditáveis” e passíveis de monitorização pela ERSE, atenuando possíveis situações de informação assimétrica entre regulador e empresa regulada.

6.3.2.3 METAS DE EFICIÊNCIA

Para além das análises de desempenho efetuadas referidas no respetivo ponto do presente capítulo, a definição do fator de eficiência para o próximo período de regulação da atividade de distribuição da EEM teve em conta a análise de um estudo de *benchmarking* que pode ser consultado no documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição».

Tal como já foi descrito neste documento, a definição de metas de eficiência assume um carácter fundamental na implementação de regulação por incentivos e uma das formas de aferi-la é através de análises de *benchmarking* nas quais se compara o nível de eficiência de *peers*, que constituem um método largamente utilizado pelos diferentes reguladores, ao permitir avaliar a distância entre o nível efetivo de eficiência das empresas reguladas e a fronteira de eficiência.

À semelhança do ocorrido nas atividades de distribuição da E-REDES e da EDA, neste ponto recorre-se à análise dos principais resultados dos modelos de eficiência estimados como elemento suplementar de suporte à decisão da meta de eficiência.

Tendo em conta que no modelo regulatório a aplicar à atividade de distribuição as metas de eficiência são aplicadas ao OPEX, interessará considerar apenas os resultados dos vários modelos estimados (secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Sistema de Distribuição») para analisar a eficiência que considere o OPEX como *input*. Nestes, observa-se que a EEM se posiciona no 2º quartil sempre que se considera como *output*, o conjunto de dois indutores: número de pontos de abastecimento e a extensão da rede. Quando se considera apenas um *input*, os resultados dos modelos com a extensão da rede continuam a manter a EEM no 2º quartil. No caso do número dos pontos de abastecimento, a EEM posiciona-se, tendencialmente, em níveis de eficiência do 3º quartil. No caso dos modelos não paramétricos com rendimentos variáveis à escala e nos modelos paramétricos com três *outputs*, a EEM continua a posicionar-se em níveis de eficiência do 2º quartil. Salvaguardando um grau de

incomparabilidade dos resultados do presente estudo com os resultados do estudo efetuado para a definição de parâmetros de 2018 a 2020 em resultado das metodologias e amostra utilizadas, estes resultados parecem evidenciar uma possível capacidade da EEM em manter os seus níveis de eficiência. No estudo efetuado em 2017, tendencialmente, a EEM posicionou-se em níveis de eficiência associados ao 3º e 2º quartil.

Tendo em conta as condicionantes geográficas e de escala que caracterizam a atividade da EEM, o estudo revela um posicionamento positivo da EEM em termos de níveis de eficiência. A EEM, à semelhança da EDA, apresenta condições de desenvolvimento da atividade significativamente distintos dos restantes *peers* incluídos na amostra, embora não tão adversas do que a sua congénere açoriana, se se considerar que esta última opera em nove sistemas insulares, enquanto a EEM opera em dois sistemas insulares. Tal situação poderá justificar que a EEM apresenta níveis de desempenho melhores do que a EDA, qualquer que seja o modelo que considere o OPEX como *input*.

Assim, tendo em conta i) o desempenho individual da EEM e a análise comparativa face à EDA, ii) a partilha equitativa de ganhos entre consumidores e a empresa que suportou o cálculo da base de custos da EEM e iii) os resultados positivos observados na análise de *benchmarking*, a ERSE reviu em baixa a meta de eficiência face à aplicada no período de regulação que termina em 2021, adotando uma meta de eficiência de **2%** para o OPEX, o que se traduz em menos 1 p.p. face ao aplicado no período de regulação precedente.

6.3.2.4 PARÂMETROS

O Quadro 6-4 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2022-2025, a base de custos em 2022, repartida por nível de tensão⁸⁷, e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2023, 2024 e de 2025. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2023 a 2025, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

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

Em que:

$t =$ ano civil

⁸⁷ A repartição, por nível de tensão, da base de custos apurada foi efetuada de acordo com a estrutura de custos das rubricas que compõem a base de custos, em 2016, último ano real.

X = Meta de eficiência fixada

Quadro 6-4 - Parâmetros da DEE

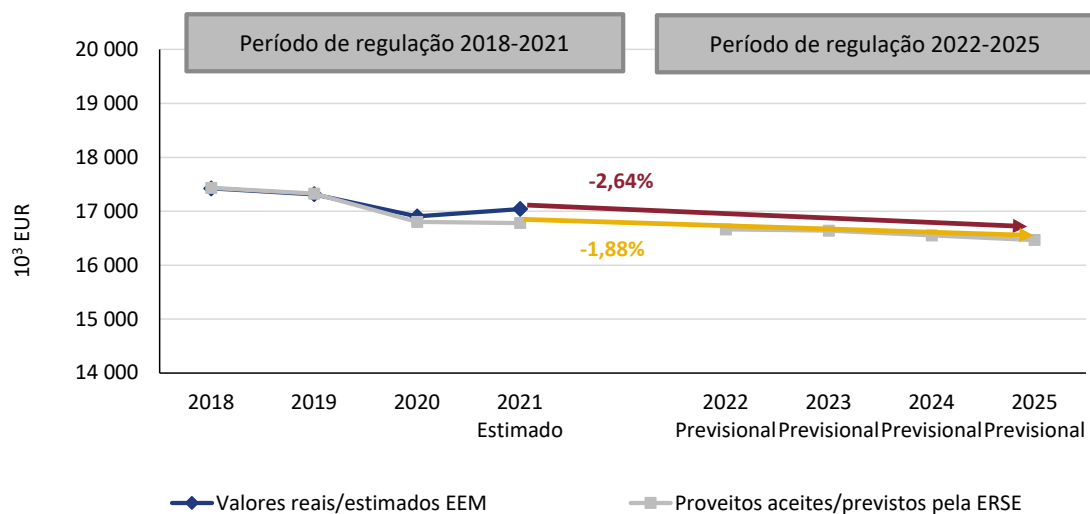
DEE - AT/MT	Período de regulação 2018-2021	2022	Período de regulação 2022-2025
componente fixa (milhares de EUR)		2 498	
Fator de eficiência custos fixos	3,00%		2,00%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,00572	
Fator de eficiência energia fornecida	3,00%		2,00%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)		3,82009	
Fator de eficiência nº médio de clientes	3,00%		2,00%

DEE - BT	Período de regulação 2018-2021	2022	Período de regulação 2022-2025
componente fixa (milhares de EUR)		5 834	
Fator de eficiência custos fixos	3,00%		2,00%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,00507	
Fator de eficiência energia fornecida	3,00%		2,00%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)		0,02063	
Fator de eficiência nº médio de clientes	3,00%		2,00%

Fonte: ERSE, EEM

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia, pressupondo a manutenção do IPIB de t-1 considerado para a evolução dos indutores para 2022 (1,19%) e o nível de atividade em termos de número de clientes e energia fornecida, constam da Figura 6-27.

Figura 6-27 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EEM

Tendo em conta os pressupostos acima referidos, a meta prevista para o último ano do período de regulação de 2022-2025 antecipa uma redução dos custos de 2,6% face aos custos reais da empresa estimados para 2021 e uma diminuição em cerca de 1,9% relativamente aos custos que se estimam aceitar pela ERSE para 2021.

7 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CONTINENTE E REGIÕES AUTÓNOMAS

7.1 ENQUADRAMENTO

A comercialização de energia elétrica surge no final da cadeia de valor do setor elétrico. As principais atividades dos comercializadores de energia elétrica são a aquisição de energia, a cobertura do risco de variação dos preços de mercado, a angariação de novos clientes, a faturação e cobrança, os atendimentos a clientes e o processamento de reclamações, entre outras.

A atividade de comercialização tem uma natureza potencialmente concorrencial, não apresentando as características típicas de um monopólio natural. A entrada para este negócio de novas empresas de comercialização de energia elétrica ilustra esta situação.

Contudo, a atividade de comercialização com proveitos permitidos definidos pelo regulador tem particularidades face aos comercializadores de mercado, designadamente pelas suas obrigações de prestação de serviço público universal de fornecimento de energia elétrica a: i) clientes economicamente vulneráveis; ii) clientes, cujo comercializador em mercado tenha ficado impedido de exercer a atividade; iii) clientes em locais onde não existem ofertas de comercializadores em mercado; iv) clientes com contratos, a quem são aplicadas as tarifas de venda a clientes finais publicadas pela ERSE. As três últimas obrigações aplicam-se apenas à SU Eletricidade, que é o comercializador de último recurso (CUR) em Portugal continental. No caso desta empresa, ainda é necessário ter em conta a extinção prevista das tarifas de venda a clientes finais no curto prazo e a diminuição acentuada do peso do CUR, em termos de clientes e de energia fornecida, no setor elétrico nacional.

No caso das Regiões Autónomas, é importante ter em conta o facto dos comercializadores desenvolverem a sua atividade em ilhas e, conseqüentemente, a necessidade de adequar as respetivas condições técnicas de laboração ao contexto de insularidade e ao seu perfil geográfico.

A definição dos parâmetros para o próximo período de regulação está suportada pela recente revisão regulamentar e é efetuada em paralelo com a definição, estabelecida no quadro legal vigente, de custos de referência para a atividade de comercialização, cuja análise é efetuada no capítulo 9.

Assim, o trabalho desenvolvido para a definição dos parâmetros da atividade de comercialização do Continente e das Regiões Autónomas foi sustentado no seguinte:

- A manutenção da harmonização das metodologias de cálculo do OPEX entre as empresas reguladas do Continente e das RAs;
- A definição de custos de referência para a atividade de comercialização;
- A análise de desempenho realizada para a atividade de comercialização, com destaque para a evolução dos custos reais e aceites;
- A definição e justificação da base de custos de exploração para o ano de 2022 para as atividades de comercialização do Continente e das RAs, através da internalização:
 - Dos custos de referência previamente definidos para a atividade de comercialização;
 - Das especificidades das empresas, no que concerne ao fim da sua atividade ou às suas condições técnicas de laboração;
 - Dos ajustamentos decorrentes de análises complementares à informação das empresas;
- A definição e justificação das metas de eficiências a aplicar até 2025.

7.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

7.2.1 SU ELETRICIDADE

Em Portugal continental, a atividade do CUR, desenvolvida atualmente pela SU Eletricidade, resultou do destacamento de ativos, passivos e capitais próprios que estavam integrados na distribuição de energia elétrica, decorrente de imposições legislativas que determinaram a reestruturação do setor elétrico, em particular a separação da empresa verticalmente integrada em diferentes atividades da cadeia de valor. Quando inserida na esfera da distribuição de energia elétrica, a atividade do CUR era regulada por uma metodologia de custos aceites e remuneração de ativos.

No período de regulação que se iniciou em 2009, esta atividade passou a ser regulada por uma metodologia do tipo *price cap*, acrescida da remuneração do fundo de maneiio. A partir dessa data e até ao atual período de regulação, a metodologia de regulação da atividade de comercialização tem-se mantido, tendo, no entanto, ocorrido a alteração dos indutores de custos no período de regulação 2015-2017, mantendo-se apenas o indutor de custos “número médio de clientes”, e abandonando-se o segundo indutor de custo utilizado até então “número de processos de atendimento”. Outra alteração ocorrida nesse período de

regulação foi a introdução de uma rubrica de custos não controlável, justificada pelas particularidades da atividade de comercialização, cuja necessidade era avaliada anualmente.

Recentemente, a SU Eletricidade, enquanto comercializador de último recurso, tem registado alterações organizativas significativas. Em virtude do processo de cisão-fusão ocorrido em 2018 na EDP Soluções Comerciais (EDP SC), grande parte das operações comerciais que estavam sub-contratadas a esta empresa passaram a ser realizadas pela SU Eletricidade. Foram, assim, transferidos para a SU Eletricidade, entre outros, os processos de contratação, faturação e cobrança. Já em 2021, com a entrada em vigor do novo Regulamento das Relações Comerciais (RRC) do setor elétrico, foi implementado um novo processo de reorganização que culminou na extinção da EDP SC.

Na sequência destes processos, decorrentes da maior exigência do regulador e da sua regulamentação para a separação de funções e recursos entre atividades reguladas e atividades não reguladas, foram transferidos para a esfera da SU Eletricidade os recursos humanos alocados às operações comerciais, bem como desenvolvidos novos sistemas de informação.

Outros aspeto importante a assinalar é a diferenciação de imagem da SU Eletricidade em conformidade com os requisitos estabelecidos no RRC aprovado em 2017.

Adicionalmente, e como consequência das exigências ao nível da separação das atividades na cadeia de valor do setor elétrico e da diferenciação da imagem da empresa, ocorreu em finais de 2019 uma autonomização da rede de atendimento presencial da SU Eletricidade.

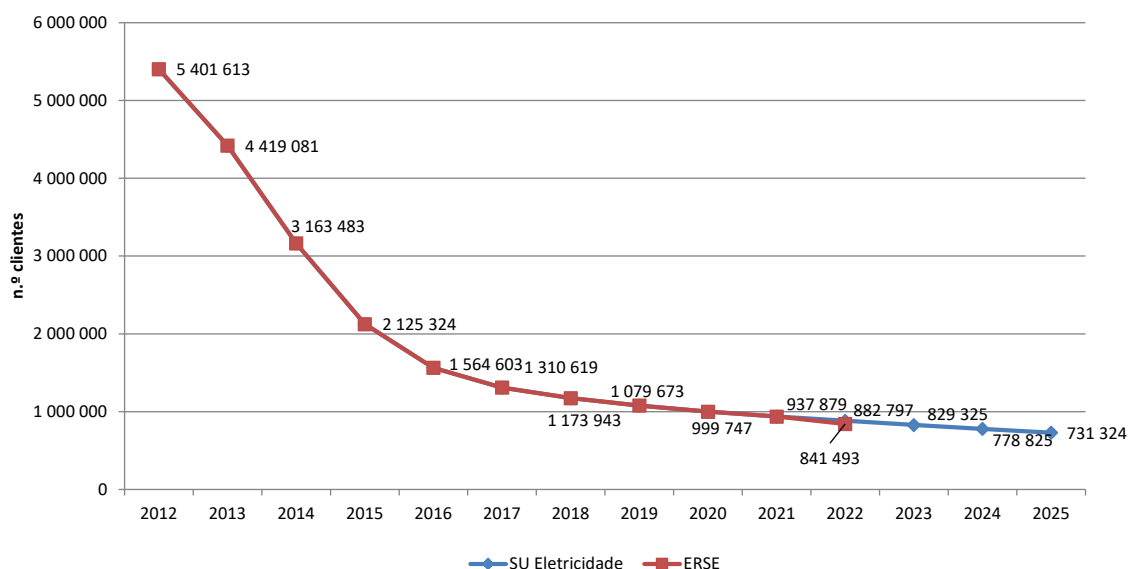
Face a todas estas alterações, a realidade atual da SU Eletricidade no que respeita à sua estrutura de gastos é muito diferente da dos anos anteriores, designadamente, pelo aumento dos gastos de investimento. Desta forma, na preparação do novo período de regulação e em linha com as alterações introduzidas na revisão regulamentar do setor elétrico, os proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso passam a incluir uma componente de remuneração de ativo.

Na definição dos parâmetros para o novo período de regulação 2022-2025 e em linha com o apresentado no documento da «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico», importa avaliar a evolução dos custos reais e aceites da SU Eletricidade, bem como o *gap* que existe entre essas duas séries.

Tendo em conta a situação particular desta empresa, a qual tem vindo a registar quebras de atividade pela saída de clientes para comercializadores em regime de mercado, torna-se relevante analisar a evolução do

número médio de clientes da SU Eletricidade. Como se observa na figura seguinte, o número de clientes tem vindo a reduzir-se ao longo dos últimos anos, e para 2022 a ERSE prevê uma redução mais acentuada do que a empresa.

Figura 7-1 - Evolução do número médio de clientes da SU Eletricidade

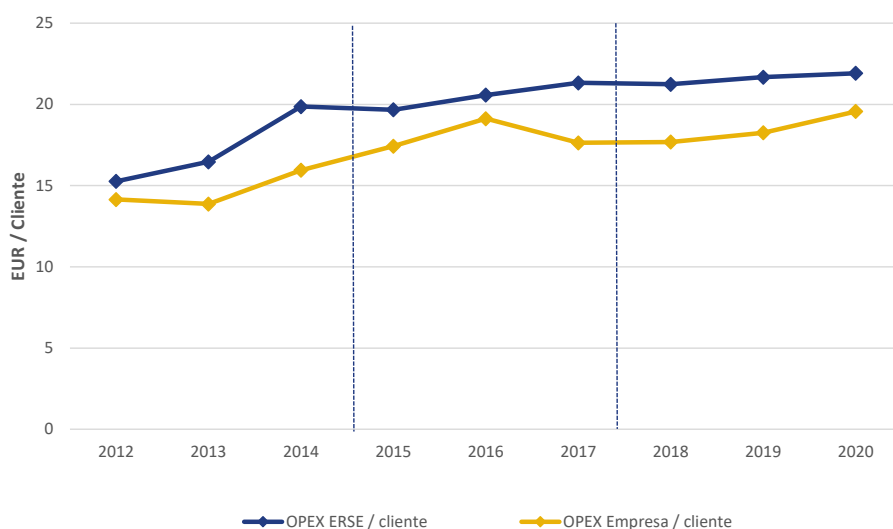


Fonte: ERSE e SU Eletricidade

Adicionalmente, a figura seguinte apresenta o desempenho da SU Eletricidade ao longo dos últimos 3 períodos de regulação, no que respeita ao OPEX controlável⁸⁸ unitário por número de cliente, comparando os valores ocorridos (OPEX unitário empresa) com os valores aceites pela ERSE para efeitos de ajustamentos tarifários (OPEX unitário ERSE).

⁸⁸ OPEX, do inglês Operational Expenditure, corresponde aos custos de exploração. Considera-se OPEX controlável o montante de custos de exploração, cuja evolução pode ser controlada pela ação da empresa, e que, por este motivo, está sujeito à aplicação de metas de eficiência.

Figura 7-2 - Custos unitários por cliente da SU Eletricidade
(preços constantes 2020)



Fonte: ERSE e SU Eletricidade

Conforme se pode observar, o OPEX unitário por cliente verificado tem registado, genericamente, um comportamento crescente, motivado pelo processo de extinção de atividade da empresa e do conseqüente ritmo de saída dos clientes para o mercado superior ao ritmo de decréscimo registado no OPEX.

Observa-se, igualmente, um afastamento dos custos reais face aos custos aceites pela ERSE, tendo a SU Eletricidade evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE para efeitos tarifários, o que demonstra que tem conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.

De salientar que esta análise incide apenas nas rubricas que concorrem para a base de custos sujeita à aplicação do *price cap*, tal como apresentado na Figura 7-11.

7.2.2 EDA

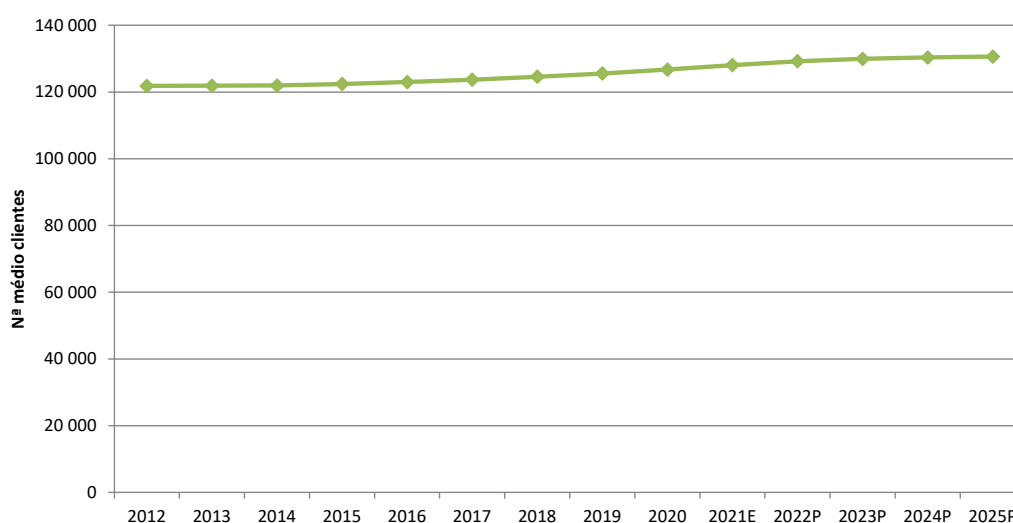
A EDA desenvolve as suas atividades como operador único na Região Autónoma dos Açores (RAA), mercado que apresenta algumas especificidades, quer pela sua localização, quer pela sua dispersão por várias ilhas.

Até 2008 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX e no CAPEX⁸⁹ da atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE), sendo que a partir de 2009 se aplicou um mecanismo do tipo *price cap* a estas duas componentes, que variavam integralmente em função do número médio de clientes.

No período de regulação 2012-2014, o CAPEX, residual, passou a ser regulado com base numa metodologia de custos aceites anualmente e o OPEX manteve-se com um mecanismo do tipo *price cap*, pese embora tenha sido introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos, cujo indutor de custos foi o número médio de clientes. A partir do período de regulação 2015-2017, as metodologias de regulação desta atividade mantiveram-se inalteradas.

O gráfico infra apresenta a evolução do número médio de clientes da EDA, incluindo as previsões desta empresa para o período 2021 a 2025, onde se antevê um ligeiro aumento no número de clientes.

Figura 7-3 - Evolução do número médio de clientes da EDA

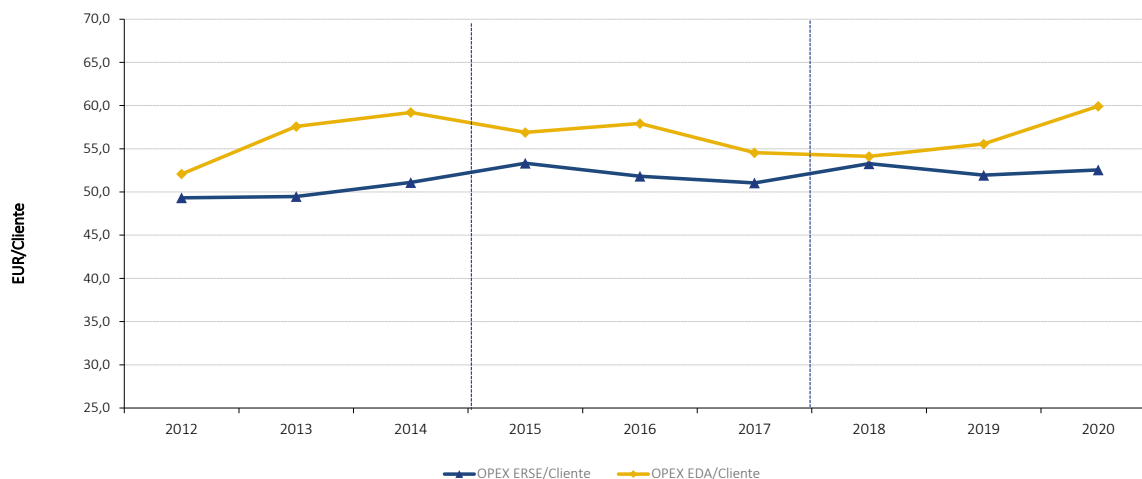


Fonte: EDA

Relativamente ao desempenho da EDA ao longo dos últimos anos, a Figura 7-4 apresenta a evolução do OPEX controlável unitário por número de cliente, comparando os valores verificados (OPEX EDA) com os valores aceites (OPEX ERSE) para efeitos de ajustamentos tarifários.

⁸⁹ Do inglês *Capital Expenditure*, corresponde aos custos com capital (remuneração do ativo líquido e amortização),

Figura 7-4 - Custos unitários por cliente da EDA
(preços constantes de 2020)



Fonte: ERSE e EDA

Da observação da Figura 7-4 é possível concluir que os custos reais unitários da EDA foram superiores aos custos aceites pela ERSE durante o período analisado.

7.2.3 EEM

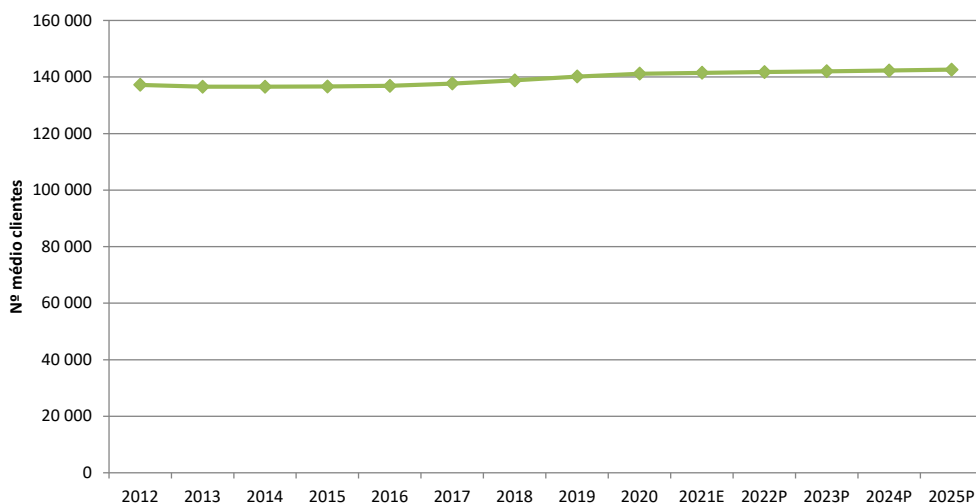
A EEM desenvolve as suas atividades como operador único na Região Autónoma da Madeira (RAM), mercado que apresenta algumas especificidades pela sua localização. Adicionalmente, pelo facto de a EEM ser uma empresa verticalmente integrada, a estrutura organizacional da área comercial encontra-se dispersa 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 no CAPEX da EEM, sendo que a partir de 2009 se aplicou um mecanismo do tipo *price cap* a estas duas componentes, que variavam integralmente com o número médio de clientes.

No período de regulação 2012-2014 apesar de subsistir uma regulação por incentivos ao nível do OPEX, o CAPEX, de muito menor dimensão, sai do mecanismo de *price cap*, para um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual. Acresce que ao nível do OPEX, pese embora tenha continuado a ser regulado por um mecanismo de *price cap*, foi introduzida uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos, em função do número médio de clientes, que se manteve até ao atual período de regulação 2018-2021.

O gráfico seguinte apresenta a evolução do número médio de clientes da EEM, verificado e previsto pela empresa, podendo-se observar um ligeiro aumento do número de consumidores entre 2018 e 2020.

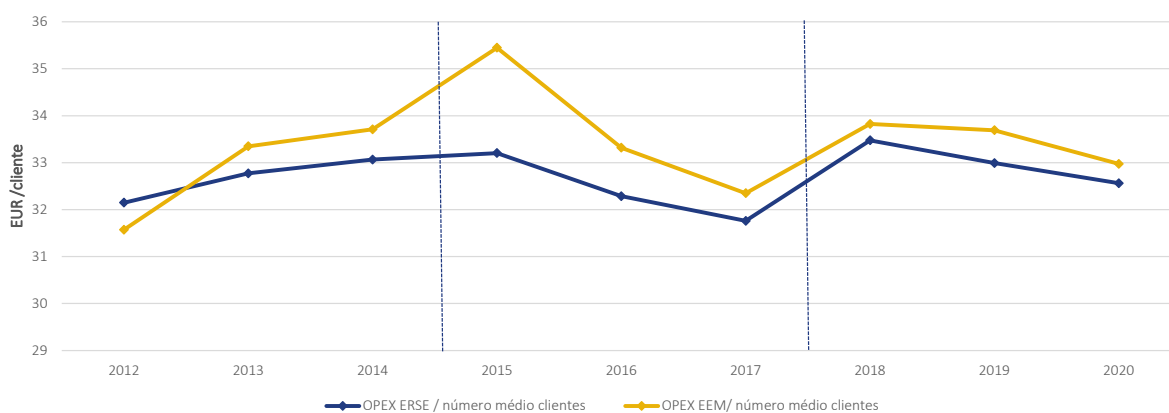
Figura 7-5 - Evolução do número médio de clientes da EEM



Fonte: EEM

A Figura infra apresenta o desempenho da EEM ao longo dos últimos 3 períodos de regulação, no que respeita ao OPEX controlável unitário por número de clientes (valores ocorridos *versus* valores aceites para efeitos de ajustamentos tarifários).

Figura 7-6 - Custos unitários por cliente da EEM
(preços constantes de 2020)



Fonte: ERSE e EEM

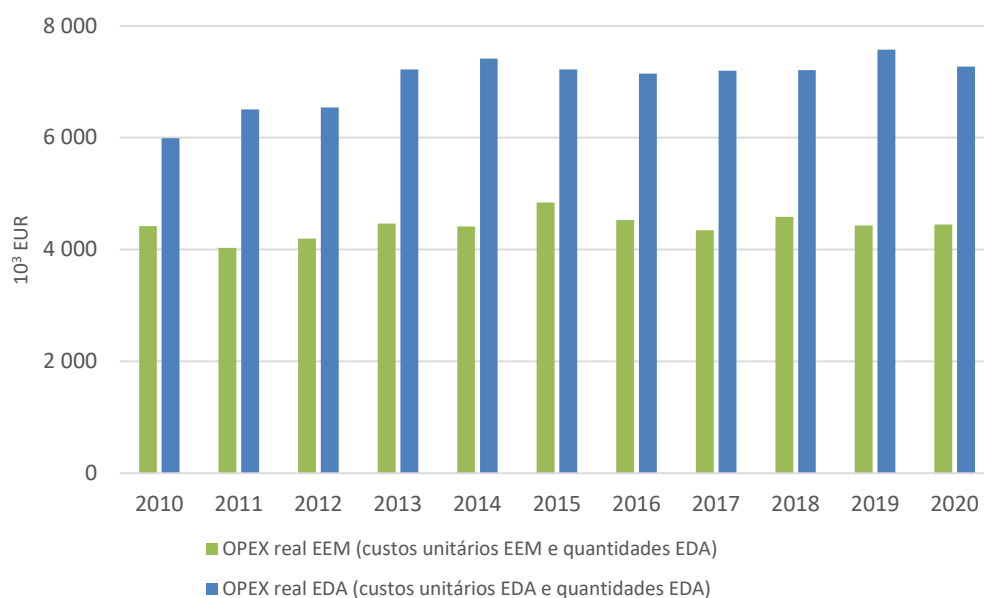
Como se observa, os custos reais unitários aceites pela ERSE estão em linha com os custos unitários incorridos pela empresa, embora sejam sempre superiores.

7.2.4 DESEMPENHO COMPARATIVO DAS EMPRESAS COMERCIALIZADORAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Em linha de conta com o desenvolvido para as atividades de AGS e de DEE, comparou-se o desempenho das duas empresas.

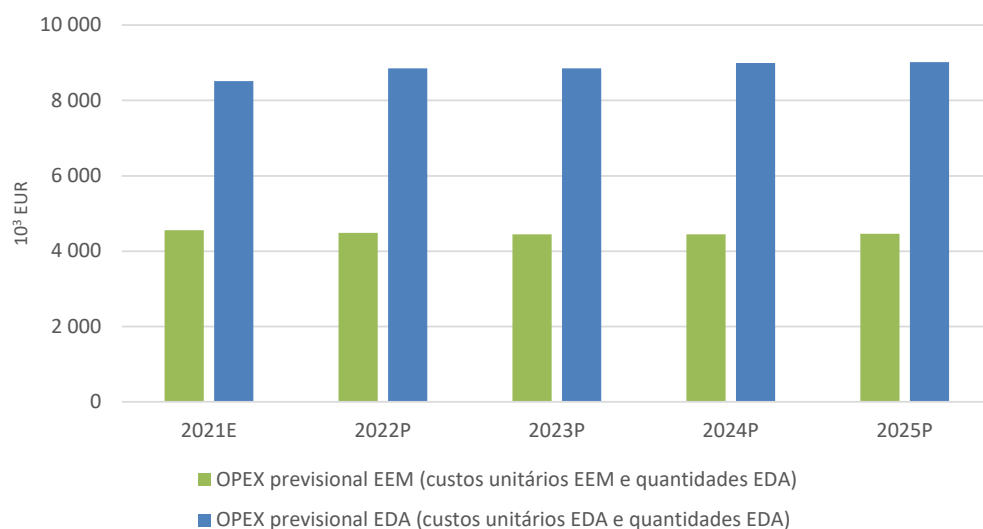
No caso da comercialização, considera-se a substituição (i) da energia vendida a retalho e (ii) do número de clientes entre as duas empresas para avaliar o grau de eficiência relativa das mesmas. Considerando como variável normalizada a energia vendida a retalho (quantidades), as Figura 7-7 e Figura 7-8 ilustram qual a empresa, que para uma mesma quantidade, incorre em menores custos de exploração. A Figura 7-7 efetua uma análise *ex-post*, focando-se em anos regulatórios passados, enquanto a Figura 7-8 efetua uma análise *ex-ante*, tendo por base as previsões apresentadas pelas empresas.

Figura 7-7 - Comparação *ex-post* dos custos de exploração reais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (quantidades) de 2010 a 2020, a preços constantes de 2020



Fonte: ERSE, EDA, EEM

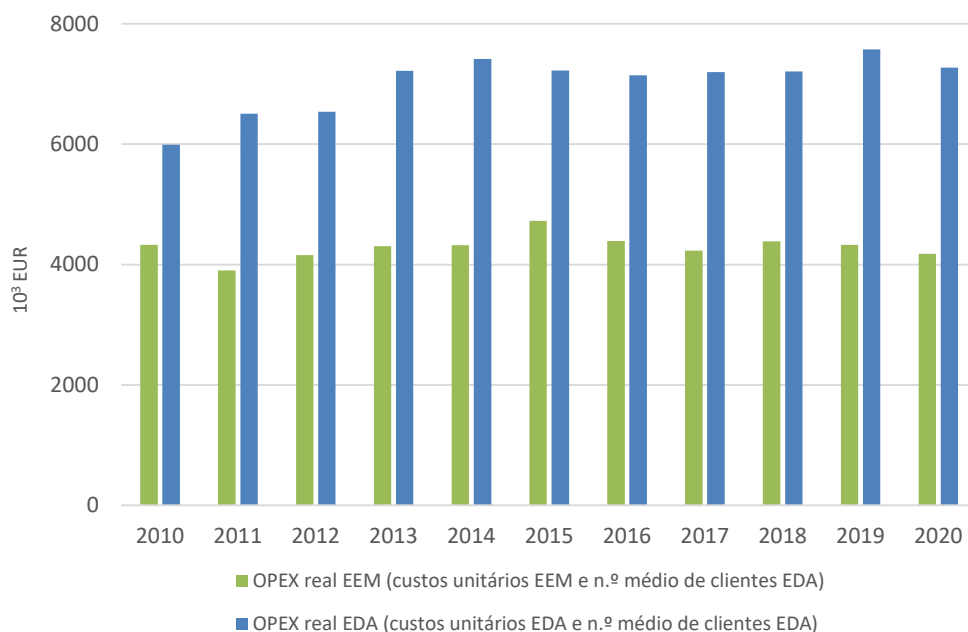
Figura 7-8 - Comparação *ex-ante* (2021-2025) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (quantidades), a preços constantes de 2020



Fonte: ERSE, EDA, EEM

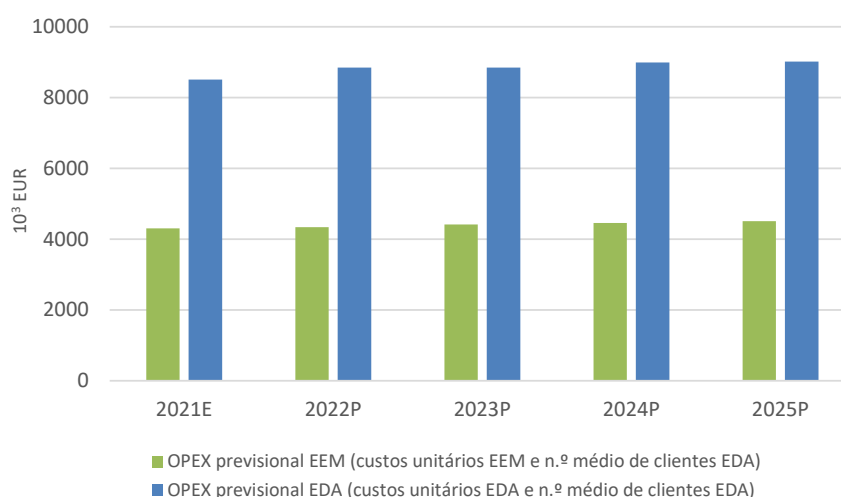
Verifica-se que a EDA tem incorrido sistematicamente em custos de exploração superiores comparativamente à EEM, o que se poderá dever ao facto de servir um mercado disperso por um número de ilhas substancialmente superior ao servido pela EEM. Considerando como variável normalizada o número médio de clientes, as conclusões revelam-se idênticas face às obtidas quando considerando a energia vendida a retalho, conforme demonstram as Figura 7-9 e Figura 7-10.

Figura 7-9 - 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 2020



Fonte: ERSE, EDA, EEM

Figura 7-10 - Comparação *ex-ante* (2021-2025) dos custos de exploração previsionais da EEM e da EDA, para o mesmo nível de atividade (número médio de clientes), a preços constantes de 2020



Fonte: ERSE, EDA, EEM

Em suma, os resultados desta comparação são relevantes para estabelecer a premissa de que poderá existir um diferencial de custo unitário na atividade de comercialização desenvolvida pela EDA e pela EEM.

Paralelamente a esta análise, efetuou-se uma análise de *benchmarking* para uma amostra de vários comercializadores, de mercado e regulados, com dados obtidos através de um questionário junto desses comercializadores, na qual se incluía a EDA e a EEM. Esta análise realizada com base na metodologia de DEA⁹⁰, *Data Envelopment Analysis*, valida, igualmente, a melhor posição relativa da EEM comparativamente à EDA. A análise em questão faz parte integrante da definição dos custos de referência para a atividade de comercialização, que consta do capítulo 9.

7.3 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DAS ATIVIDADES DE COMERCIALIZAÇÃO

7.3.1 BASE DE CUSTOS CONTROLÁVEIS SUJEITA A METAS DE EFICIÊNCIA

A base de custos é um parâmetro próprio da regulação por incentivos do tipo *price cap* ou *revenue cap*. Este parâmetro constitui o montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui nos anos seguintes consoante os indutores de custo⁹¹ (no caso do *price cap*), as metas de eficiência definidas e a taxa de inflação.

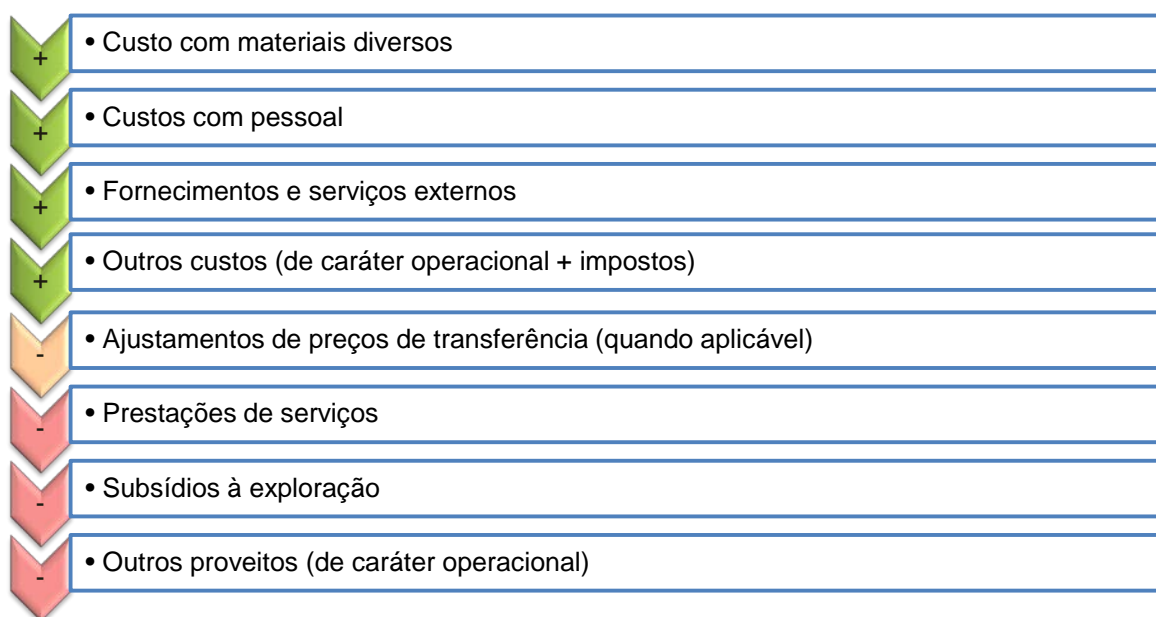
RUBRICAS ELEGÍVEIS

Para efeitos da definição da base de custos de exploração (líquidos de proveitos) sujeita a aplicação de metas de eficiência, para 2022, consideraram-se as rubricas conforme apresentado na Figura 7-11.

⁹⁰ Método não paramétrico de definição de fronteira de eficiência

⁹¹ Variáveis que refletem a evolução da atividade.

Figura 7-11 - Custos de exploração controláveis líquidos de proveitos operacionais na atividade de CEE



Nota: Os ajustamentos de preços de transferência são custos das empresas que a ERSE decidiu não considerar na definição das bases de custos, após a análise dos *dossiers* de preços de transferência das empresas.

Fonte: ERSE

Na mais recente revisão do Regulamento Tarifário optou-se por manter e reforçar a harmonização das metodologias regulatórias aplicadas às atividades de comercialização no Continente e nas Regiões Autónomas. Nesta linha, foi incluída na atividade de comercialização do Continente uma componente de CAPEX, tal como já ocorria nas Regiões Autónomas.

Ao nível da definição e parâmetros, também se optou por manter o mesmo conjunto de rubricas elegíveis para o apuramento da base de custos da SU Eletricidade, EDA e EEM, assegurando uma abordagem harmonizada em atividades semelhantes do Continente e das Regiões Autónomas.

A ERSE optou por não incluir a rubrica de provisões e imparidades, constituições e reversões, na base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência, tendo sido esta a opção aplicada para todas as outras atividades reguladas.

Refira-se, ainda, que a base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência inclui o efeito dos ajustamentos decorrentes das análises efetuadas à documentação de preços de transferência das empresas em análise e a informação complementar para apoio à definição de parâmetros solicitada pela ERSE às empresas.

METODOLOGIA DE CÁLCULO

A metodologia de apuramento da base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência para 2022 consubstancia-se nos seguintes pontos:

1. Apuramento da base de custos de exploração inicial:
 - i. Efetuou-se a média dos custos reais das empresas reguladas em 2019 e 2020;
 - ii. Efetuou-se a média dos custos aceites pela ERSE em sede de cálculo dos ajustamentos definitivos para os anos de 2019 e 2020;
 - iii. Posteriormente, aplicou-se um fator de partilha aos dois cálculos descritos anteriormente.

Refira-se que a seleção dos anos de 2019 e 2020 como ponto de partida justifica-se pelo facto de corresponderem aos dois últimos anos de informação financeira real auditada, permitindo uma maior aderência dos valores a considerar pela ERSE aos custos efetivamente incorridos pelas empresas, tendo em conta os custos aceites pela ERSE e como tal considerados eficientes. Esta abordagem foi seguida pela ERSE para as restantes atividades reguladas. Além disso, e no caso da SU Eletricidade os anos em causa já refletem a nova organização da empresa, designadamente, no que respeita à alteração de imagem, à separação de rede de lojas com gestão de recursos próprios (extinção da EDP SC) e à autonomização de sistemas de informação.

2. Fator de partilha

O fator de partilha aplicado variou de empresa para empresa e teve em consideração a evolução dos custos reais e o *gap* que se tem verificado entre custos reais e custos aceites. De forma a mitigar o distanciamento entre os custos reais e os custos aceites a partilha efetuada, por empresa, foi a seguinte:

- i. SU Eletricidade: 25% média valores aceites + 75% média valores reais;
 - ii. EDA: 50% média valores aceites + 50% média valores reais;
 - iii. EEM: 50% média valores aceites + 50% média valores reais.
3. Evolução da base de custos apurada no ponto 1 até 2022, tendo em conta a manutenção dos pressupostos do período de regulação anterior:
 - i. Manutenção da repartição entre custos fixos e custos variáveis;

- ii. Aplicação dos indutores de custo de 2020;
 - iii. Variação tendo em conta o (IPIB-X) com a respetiva meta de eficiência.
4. Aplicação à base de custos definida para 2022 da nova repartição entre custos fixos e custos variáveis definida para o novo período de regulação 2022-2025;
 5. Repartição da base de custos, por nível de tensão, de acordo com a estrutura de custos controláveis reais da atividade de comercialização em 2020. No caso da SU Eletricidade a repartição por nível de tensão seguiu a estrutura teórica implícita nos custos aceites. Esta opção, excepcional face à metodologia seguida no passado e nas restantes empresas, justifica-se por se pretender assegurar a estabilidade tarifária numa atividade que se encontra em *phasing out*.

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

Quadro 7-1 - Resumo da metodologia de cálculo da base de custos controláveis 2022

Metodologia para cálculo da base para 2022				
		SU Eletricidade	EDA	EEM
Base de custos controláveis		Média de: Média da informação financeira real da empresa em 2019 e 2020 Média de custos aceites pela ERSE em 2019 e 2020	Média de: Média da informação financeira real da empresa em 2019 e 2020 e 2020 Média de custos aceites pela ERSE em 2019 e 2020	
Fator de Partilha		25% média valores aceites + 75% média valores reais	50% média valores aceites + 50% média valores reais	50% média valores aceites + 50% média valores reais
Parâmetros PR 2018-2021	Repartição custos fixos vs custos variáveis	40% Componente fixa	50% Componente fixa	50% Componente fixa
		60% Clientes	50% Clientes	50% Clientes
	Indutor de custos	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes	N.º médio de clientes
	Metas de eficiência	1,5%	2,5%	2,5%
Repartição da base de custos por nível de tensão		De acordo com a estrutura de custos aceites	De acordo com a estrutura de custos controláveis real	
Atualização para 2022		De acordo com IPIB-X (definido no anterior período regulatório)		

Fonte: ERSE

7.3.2 BASE DE CUSTOS PARA 2022 DA SU ELETRICIDADE

Para efeitos de definição de base de custos são analisados os (i) custos controláveis de exploração líquidos de proveitos, que serão objeto de aplicação de metas de eficiência, bem como (ii) os custos não controláveis incorridos. As referidas análises consubstanciam-se nas rubricas elegíveis para o apuramento destas bases de custo, ilustradas na Figura 7-11, bem como na metodologia de cálculo aplicada.

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

Quadro 7-2 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – aceites para efeitos tarifários

ERSE	2019	2020	Valores em 10 ³ euros
			Média 2019-2020 (com 2019 transpostos para 2020)
NT	79	73	77
Componente fixa	29	29	29
Componente variável	50	44	48
BTE	100	90	96
Componente fixa	36	36	36
Componente variável	64	54	60
BTN	22 680	21 748	22 483
Componente fixa	10 021	10 022	10 140
Componente variável	12 660	11 726	12 343
Total	22 859	21 911	22 656

Fonte: ERSE

Quadro 7-3 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – verificado

Valores em 10³ euros

SU Eletricidade	2019	2020	Média 2019-2020 (com 2019 transpostos para 2020)
NT	609	680	652
Componente fixa	243	272	261
Componente variável	365	408	391
BTE	454	376	421
Componente fixa	182	151	168
Componente variável	272	226	252
BTN	18 194	18 508	18 567
Componente fixa	7 278	7 403	7 427
Componente variável	10 916	11 105	11 140
Total	19 257	19 565	19 639

Fonte: ERSE e SU Eletricidade

AJUSTAMENTOS ÀS BASES DE CUSTOS

Após o apuramento das bases de custos iniciais procedeu-se ao ajustamento de diversos montantes com naturezas e justificações distintas. Estes ajustamentos decorrem de alterações contabilísticas e regulamentares e de análises a informação complementar solicitada à SU Eletricidade. De seguida são apresentados os ajustamentos efetuados à base de custos inicial, bem como são explanados os motivos que conduziram a tais ajustamentos.

Importa referir que os ajustamentos aos valores reais resultam de montantes que não são elegíveis para serem considerados na nova base de custos e os ajustamentos aos valores aceites decorrem de alterações contabilísticas que ocorreram posteriormente à definição da base de custos 2018-2021 e que agora têm de ser corrigidas de forma a que os valores sejam comparáveis.

Quadro 7-4 – Ajustamentos às bases de custos para 2022 da SU Eletricidade

Unidade: 10³ euros

	2019	2020
Ajustamentos valores reais		
Ajustamento rede lojas próprias	-583	-548
Ajustamento alteração de marca	-32	-61
Ajustamentos outros custos/proveitos	-9	-235
Ajustamentos valores aceites		
Ajustamento IFRS 16	-	-162

Fonte: ERSE

Rede lojas próprias e alteração de marca

As novas exigências ao nível da separação das atividades e da diferenciação de imagem conduziram à autonomização da rede de lojas e à alteração da marca da SU Eletricidade. Assim, no início de 2020 assistiu-se à alteração da marca e iniciou-se a abertura de lojas próprias da SU Eletricidade, tendo sido concluída ainda nesse ano.

Estas alterações, designadamente a rede de lojas próprias, tiveram consequências ao nível da estrutura de custos da SU Eletricidade, pois a partir de 2020 os custos anteriormente assumidos como Fornecimentos e Serviços Externos (FSE) internos resultantes da fatura emitida pela EDP Soluções Comerciais foram substituídos por custos com pessoal, amortizações e FSE externos.

Nos valores reportados pela empresa para as Tarifas de 2021 e nos pedidos de esclarecimentos efetuados posteriormente, a empresa indicou que esta nova realidade se traduziu em poupanças de custos. No entanto, nas Tarifas de 2021⁹² os potenciais impactes não foram repercutidos na atividade de comercialização pois, sendo a atividade de comercialização regulada por uma metodologia do tipo *price-cap*, a avaliação desses impactes só seria possível aquando da definição da nova base de custos para 2022.

Neste contexto, importa ainda referir que a partir de 2020 a SU Eletricidade alterou a alocação dos investimentos entre atividades, imputando grande parte dos investimentos à atividade de comercialização.

⁹² Nas tarifas 2021 os impactes só se fizeram sentir ao nível da atividade de CVEE, uma vez que se trata de uma atividade com regulação por custos aceites e pelo facto da SU Eletricidade ter imputado os investimentos da nova rede de lojas a esta atividade. Nas tarifas 2021 os gastos e os investimentos com a nova marca e com a rede de lojas não foram considerados.

Decorrente da revisão regulamentar, a atividade de comercialização passou a contemplar uma componente de CAPEX, determinada após a avaliação e aceitação dos investimentos por parte da ERSE.

Face ao exposto, e dada a regulação diferenciada das atividades do CUR, foi solicitada à empresa informação detalhada e certificada por auditores independentes sobre os investimentos e os gastos operacionais associados à nova rede de lojas e à nova marca. Segundo a SU Eletricidade, o impacte da nova rede de lojas só se fez sentir a partir de 2020.

Com base na informação recebida e tendo em conta a Instrução n.º 5/2019 da ERSE, na qual se define que “A concretização da diferenciação de imagem deve, igualmente, ser implementada assegurando a neutralidade de custos”, foram calculadas as poupanças que decorrem da rede de lojas próprias, assumindo a redução do OPEX e o acréscimo do CAPEX, para o período de 2022 a 2025. Assim, neste cálculo numa primeira fase foi garantida a neutralidade de custos entre OPEX e CAPEX e posteriormente foi partilhada entre consumidores e empresa a poupança líquida conseguida. Relativamente aos gastos associados à alteração da marca optou-se por retirar esses montantes da base de custos real.

A repercussão tarifária dos benefícios conseguidos com a rede de lojas própria traduziu-se numa redução da base de custos real em 2019 e 2020, conforme apresentado no Quadro 7-4. Paralelamente, o valor líquido do ativo passa a ser remunerado a partir de 2022 na componente de CAPEX da atividade de comercialização.

Outros custos e proveitos

Decorrente de esclarecimentos solicitados à SU Eletricidade foi detetado que na rubrica de outros custos e outros proveitos estavam incluídos valores que pela sua natureza não são elegíveis para serem contemplados na base de custos real.

IFRS 16 – Direitos de Uso

Em 2019 ocorreu a atualização do normativo contabilístico internacional - *International Financial Reporting Standards* (IFRS) 16, o que resultou na alteração da contabilização dos *leasings* operacionais. Em traços gerais, os *leasings* operacionais, cuja renda anteriormente era considerada como gasto operacional, passam a ser considerados como ativos (Direitos de Uso) a amortizar ao longo do período do contrato, apesar da norma prever algumas exceções.

Neste quadro, a SU Eletricidade passou a contabilizar como Direitos de Uso, entre outros, as rendas das lojas, transferindo valores do OPEX para CAPEX. Uma vez que a alteração ocorreu em 2019, ano em curso de um período de regulação, em termos regulatórios aquelas alterações não foram consideradas, ou seja, manteve-se a base de custos e os novos ativos (Direitos de Uso) não foram aceites.

No início de mais um período de regulação importa refletir esta alteração contabilística na nova base de custos. Assim, e dado que os valores aceites pela ERSE em 2019 e 2020 não refletiam a nova contabilização dos *leasings*, isto é, ainda incluíam as rendas, torna-se necessário ajustar aqueles valores deduzindo os montantes associados às amortizações dos Direitos de Uso de cada ano (valores reportados pela empresa nas contas dos respetivos anos).

No CAPEX da atividade de comercialização, o ativo líquido relativo aos Direitos de Uso passa a ser considerado a partir de 2022, enquanto na atividade de CVEE esta alteração já se encontra refletida, uma vez que segue uma regulação por custos aceites.

FATOR DE PARTILHA

Pela observação da evolução dos custos de exploração da SU Eletricidade já apresentada no ponto 7.2.1, conclui-se que a empresa tem tido, sistematicamente, um nível de custos abaixo do definido pelo regulador. Assim, e de forma a aproximar a nova base de custos à evolução dos custos reais ocorrida nos últimos anos, adotou-se a seguinte partilha de benefícios:

- **25%** média valores aceites pela ERSE em 2019 e em 2020 (base de custos em vigor nesses anos);
- **75%** média valores reais da empresa em 2019 e em 2020.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

Tal como mencionado anteriormente, na transposição de 2020 para 2022 considerou-se a atualização de dois anos com base no (IPIB-X). A Figura 7-12 ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para o novo período de regulação.

Figura 7-12 - Base de custos controláveis da SU Eletricidade - metodologia de cálculo para 2022

Unidade: 10³ euros

	2019	2020
Custos reais empresa	19 257	19 565
Ajustamento rede lojas próprias	-583	-548
Ajustamento alteração de marca	-32	-61
Ajustamentos outros custos/proveitos	-9	-235
Custos reais empresa c/ ajustamentos	18 632	18 720
Média custos reais (2019 transposto para 2020)		18 897
Custos aceites ERSE	22 859	21 911
Ajustamento IFRS16	-	-162
Custos aceites ERSE c/ ajustamentos	22 859	21 749
Média custos aceites (2019 transposto para 2020)		22 575
Base de custos com partilha de ganhos (75% reais e 25% aceites)		
Base custos em 2020 líquida de ajustamentos		19 817
<p>Atualizado para 2022 com aplicação de 2 anos de IPIB-X</p>		
Base custos OPEX 2022		18 004
% variação face ao valor aceite 2019-2020		-20%
% variação face ao valor real 2019-2020		-5%

Fonte: ERSE

A base de custos para 2022 e a respetiva repartição por níveis de tensão é detalhada no ponto 7.3.6.

O peso atribuído entre custos fixos e custos variáveis é de 40% e 60% respetivamente. Esta análise encontra-se detalhada no ponto 9.2.

COMPONENTE DE CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS

No período de regulação anterior foi incluída uma componente de custos não controláveis na atividade de comercialização da SU Eletricidade.

A inclusão desta parcela de custo nos proveitos permitidos da empresa foi analisada e calculada numa base anual, casuisticamente, tendo sido apenas considerada quando justificável e tendo como premissa o equilíbrio económico-financeiro, facto que conduziu a que tivessem sido aceites os custos não controláveis em 2015.

7.3.3 BASE DE CUSTOS PARA 2022 DA EDA

Tal como referido anteriormente, e à semelhança das restantes atividades reguladas, a base de custos controláveis, sujeita a metas de eficiência apurada para 2022, corresponde à aplicação de um fator de partilha à média de custos reais de 2019 e 2020, enviados pela EDA, e à média de 2019 e 2020 dos custos aceites pela ERSE em sede de cálculo dos ajustamentos definitivos.

Os quadros e gráficos abaixo ilustram a situação descrita.

Quadro 7-5 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – aceites para efeitos tarifários

ERSE		Valores em 10 ³ euros		
		média 2019- 2020 (com 2019 transposto para 2020)		
		2019	2020	
Total		6 552	6 518	6 613
MT				
Componente fixa		153	151	154
50%		50%	50%	
Componente variável		150	150	152
50%		50%	50%	
N. clientes (ERSE)		754	759	756
Custo unitário (Eur/cliente)		199,55	197,58	200,93
BT				
Componente fixa		3 109	3 079	3 131
50%		50%	50%	
Componente variável		3 140	3 138	3 176
50%		50%	50%	
N. clientes (ERSE)		124 811	125 976	125 393
Custo unitário (Eur/cliente)		25,16	24,91	25,33

Fonte: ERSE

Quadro 7-6 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – verificado

EDA		Valores em 10 ³ euros		
		média 2019- 2020 (com 2019 transposto para 2020)		
		2019	2020	
Total		7 401	7 272	7 424
MT				
Componente fixa		357	350	358
50%		50%	50%	
Componente variável		357	350	358
50%		50%	50%	
N. clientes (ERSE)		754	759	756
Custo unitário (Eur/cliente)		472,89	461,91	473,01
BT				
Componente fixa		3 344	3 286	3 354
50%		50%	50%	
Componente variável		3 344	3 286	3 354
50%		50%	50%	
N. clientes (ERSE)		124 811	125 976	125 393
Custo unitário (Eur/cliente)		26,79	26,08	26,75

Fonte: ERSE e EDA

AJUSTAMENTOS ÀS BASES DE CUSTOS

Acresce que à semelhança do já mencionado no ponto 6.2.2 foi feito um ajustamento adicional à base de custos real, em virtude das conclusões obtidas com a análise dos preços de transferência. Mais concretamente, foi deduzido à base de custos o valor correspondente à margem aplicada aos serviços prestados pela EDA.

FATOR DE PARTILHA

Na EDA registam-se, de forma recorrente, custos de exploração reais muito superiores aos custos aceites pelo regulador. Esta situação mostra a dificuldade que a empresa tem tido em seguir as metas de eficiência definidas para cada período de regulação. No entanto, a tendência crescente deste custo não se justifica, devendo-se aumentar o nível de exigência solicitado à empresa nos últimos anos, como se apresenta no ponto 7.3.5. Deste modo, a ERSE decidiu manter a aplicação do seguinte fator de partilha para a definição da nova base de custos:

- **50%** média valores aceites pela ERSE em 2019 e em 2020 (base de custos em vigor nesses anos);
- **50%** média valores reais da empresa em 2019 e em 2020.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

Tal como referido anteriormente, na transposição de 2020 para 2022 considerou-se a atualização de dois anos com base no (IPIB-X). A Figura 7-13 ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para o novo período de regulação.

Figura 7-13 - Base de custos controláveis da EDA - metodologia de cálculo para 2022

Unidade: 10³ euros

	2019	2020
Custos reais empresa	7 401	7 272
Ajustamentos preços transferência	-4	-7
Custos reais empresa c/ ajustamentos	7 396	7 265
Média custos reais (2019 transposto para 2020)	7 418	
Custos aceites ERSE	6 552	6 518
Média custos aceites (2019 transposto para 2020)	6 613	
Base de custos com partilha equitativa de ganhos		
Base custos em 2020 líquida de ajustamentos	7 016	
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> Atualizado para 2022 com aplicação de 2 anos de IPIB-X </div>		
Base custos OPEX 2022	6 979	
% variação face ao valor aceite 2019-2020	6%	
% variação face ao valor real 2019-2020	-6%	

Fonte: ERSE

A base de custos para 2022 e a respetiva repartição por níveis de tensão é detalhada no ponto 7.3.6.

O peso atribuído entre custos fixos e custos variáveis é de 50%. Esta análise encontra-se detalhada no ponto 9.2.

7.3.4 BASE DE CUSTOS PARA 2022 DA EEM

A base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência apurada para 2022 corresponde à média dos custos reais de 2019 e 2020 e à média de 2019 e 2020 dos custos aceites pela ERSE. Os quadros e gráficos abaixo ilustram a situação descrita.

Quadro 7-7 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – ERSE

ERSE		Valores em 10 ³ euros		
	2019	2020	média 2019-2020 (com 2019 transposto para 2020)	
Total	4 623	4 597	4 665	
MT				
Componente fixa	468	468	229	
50%	50%	50%		
Componente variável	240	242	244	
50%	50%	50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	321	327	324	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	748,51	741,13	753,70	
BT				
Componente fixa	4 155	4 129	2 067	
50%	50%	50%		
Componente variável	2 103	2 097	2 125	
50%	50%	50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	139 840	140 856	140 348	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	15,04	14,89	15,14	

Fonte: ERSE

Quadro 7-8 - Base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência – EEM

EEM		Valores em 10 ³ euros		
	2019	2020	média 2019-2020 (com 2019 transposto para 2020)	
Custo total	4 833	4 655	4 744	
MT	483	466	475	
Componente fixa	242	233	237	
50%	50%	50%		
Componente variável	242	233	237	
50%	50%	50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	321	327		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	753,52	712,13	732,82	
BT	4 349	4 190	4 270	
Componente fixa	2 175	2 095	2 135	
50%	50%	50%		
Componente variável	2 175	2 095	2 135	
50%	50%	50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	139 840	140 856		
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	15,55	14,87	15,21	

Fonte: ERSE e EEM

FATOR DE PARTILHA

Dada a trajetória dos custos de exploração da EEM que, embora acima dos definidos pela ERSE, têm conseguido acompanhar as metas definidas pela ERSE, optou-se por manter a seguinte partilha de benefícios:

- 50% média valores aceites pela ERSE em 2019 e em 2020 (base de custos em vigor nesses anos);
- 50% média valores reais da empresa em 2019 e em 2020.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

Tal como apresentado na SU Eletricidade e na EDA, na transposição de 2020 para 2022 considerou-se a atualização de dois anos com base no (IPIB-X). A Figura 7-14 ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para o novo período de regulação.

Figura 7-14 - Base de custos controláveis da EEM - metodologia de cálculo para 2022

Unidade: 10³ euros

	2019	2020
Custos reais empresa	4 833	4 655
Média custos reais (2019 transposto para 2020)	4 744	
Custos aceites ERSE	4 623	4 597
Média custos aceites (2019 transposto para 2020)	4 665	
Base de custos com partilha equitativa de ganhos		
Base custos em 2020	4 704	
<div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 0 auto;"> Atualizado para 2022 com aplicação de 2 anos de IPIB-X </div>		
Base custos OPEX T2022	4 643	
% variação face ao valor aceite 2019-2020	0%	
% variação face ao valor real 2019-2020	-2%	

Fonte: ERSE

A base de custos para 2022 e a respetiva repartição por níveis de tensão é detalhada no ponto 7.3.6.

Registe-se que face à estabilidade da atividade de comercialização da EEM, tal como para a EDA, mantiveram-se os pesos definidos no período de regulação anterior para as componentes de custos fixos e de custos variáveis, iguais a 50%. Esta análise encontra-se detalhada no ponto 9.2.

7.3.5 METAS DE EFICIÊNCIA

SU ELETRICIDADE

Como já evidenciado, o desempenho da SU Eletricidade no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador tem, historicamente, evidenciado custos unitários inferiores aos aceites pela ERSE, tendo conseguido sistematicamente ultrapassar as metas de eficiência definidas.

No entanto, em termos de evolução dos custos unitários, dada a quebra de atividade resultante da saída de clientes para o mercado, assiste-se a um aumento. Esta realidade pode ser constatada ao nível dos custos de referência da comercialização, cuja análise se apresenta no ponto 9.1. Tal não impede que a empresa continue a apresentar um posicionamento relativo bastante competitivo, comparativamente aos restantes comercializadores, evidenciado na Figura 9-3 e na Figura 9-4. A conjugação destas situações justificou que a ERSE tenha decidido que a empresa partilhe com os consumidores uma parte importante destes ganhos, ao definir que a nova base de custos corresponde em 75% de custos reais e em 25% à base de custos anterior (custos aceites).

Tendo sido partilhado com os consumidores uma parte substancial dos ganhos alcançados e face ao elevado desempenho da empresa evidenciado no estudo acima referido considera-se adequado reduzir a meta de eficiência atual, para um nível próximo da evolução tecnológica avaliada para outra empresa pertencente ao mesmo grupo (ver capítulo 5.3.3). Assim, a meta de eficiência proposta para o período de regulação 2022-2025 é de **0,75%**.

EDA e EEM

No caso das RAs, o comportamento em termos de evolução de custos unitários tem sido distinto do Continente e mesmo entre as duas empresas insulares. No caso da EDA, o nível de custos ocorrido está sempre acima dos valores aceites, observando-se um agravamento desta situação ao contrário do verificado com a EEM, cujos motivos não se conseguem apreender.

No entanto, foi possível aferir nos comentários da EDA à proposta tarifária para 2022, que esta empresa possui 22 lojas e centros de energia, para além dos protocolos estabelecidos com Agentes. Esta rede de lojas abrange 18 dos 19 concelhos da Região e tem como objetivo alargar os postos disponíveis aos seus clientes com vista ao pagamento de faturas.

Tendo-se mantido a partilha equitativa entre os custos reais e os custos aceites (a base de custos) considera-se importante reforçar o nível de exigência, de forma a que a empresa neste período de regulação desenvolva esforços para atingir as metas pretendidas pelo regulador, como se pode observar na Figura 7-18. Assim, para a EDA foi definida uma meta de eficiência anual de **3%**.

No caso da EEM, a empresa tem conseguido alcançar as metas de eficiências solicitadas pelo regulador. Deste modo, não se justifica alterar os objetivos regulatórios definidos para a empresa no anterior período de regulação. Esta consideração concretizou-se na definição da base de custos, na partilha equitativa entre

os custos reais e os custos aceites (a base de custos), sendo que no que diz respeito às metas de eficiência, pressupõe a manutenção do esforço exigido. Deste modo, mantém-se a meta de eficiência anual de **2,5%**.

7.3.6 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Seguidamente são apresentados os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2022-2025 e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2023 a 2025, à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) da SU Eletricidade, da EDA e da EEM. Refira-se que a evolução da base de custos, nos anos de 2023 a 2025, é efetuada de acordo com a seguinte expressão:

<p>Custos de exploração líquidos de outros proveitos sujeitos a metas de eficiência $t = \text{Parte Fixa}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t) + \text{Custo unitário por cliente}_{t-1} * (1 + \text{IPIB}_{t-1} - X_t) * \text{número médio de clientes}_t$</p>

SU ELETRICIDADE

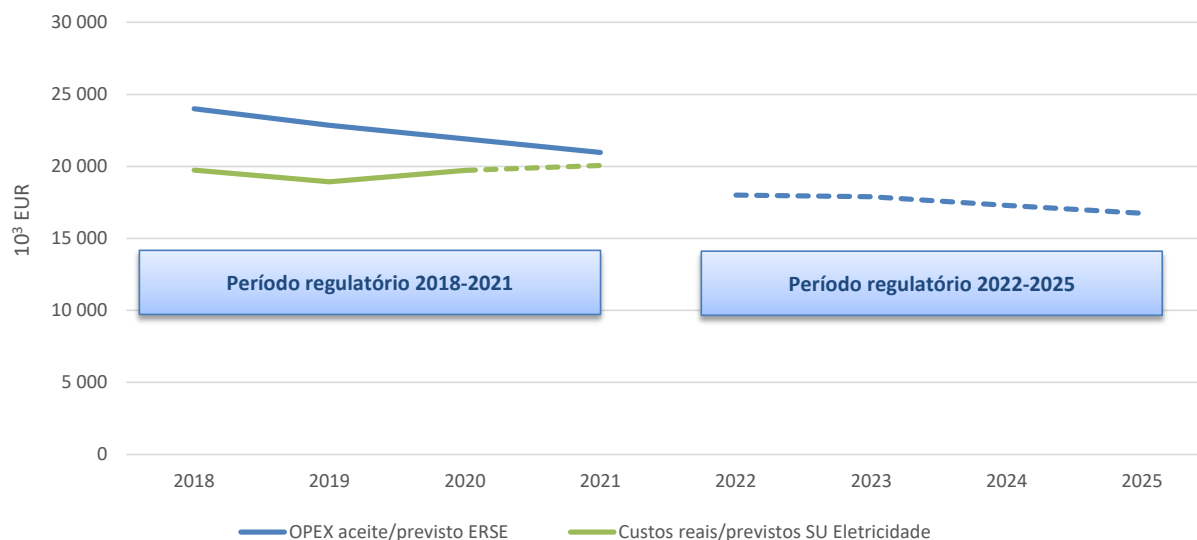
Quadro 7-9 - Parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização da SU Eletricidade para 2022-2025

	Unid: 10 ³ euros	
	2022	2023-2025
NT	60	
Componente fixa	24	
40%		
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>	0,75%	
Componente variável	36	
60%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	347	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	103,65701	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>	0,75%	
BTE	74	
Componente fixa	30	
40%		
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>	0,75%	
Componente variável	44	
60%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	513	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	86,55059	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>	0,75%	
BTN	17 870	
Componente fixa	7 148	
40%		
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>	0,75%	
Componente variável	10 722	
60%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	840 632	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	12,75425	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>	0,75%	
Total	18 004	

Fonte: ERSE

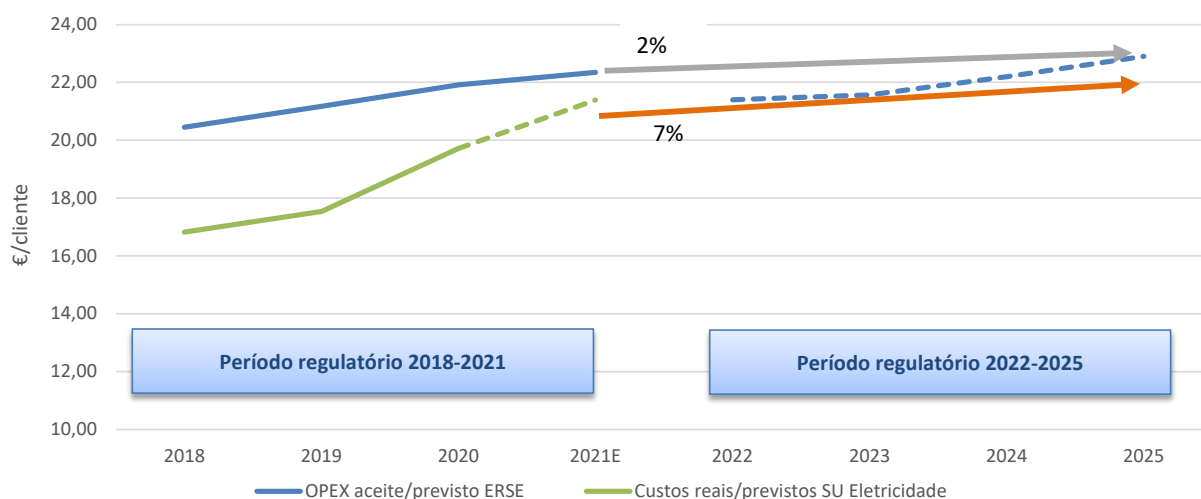
A Figura 7-15 e a Figura 7-16 apresentam uma simulação com a evolução dos proveitos permitidos da atividade de comercialização da SU Eletricidade resultantes da aplicação desta metodologia.

Figura 7-15 – Simulação da evolução dos proveitos com aplicação dos parâmetros – SU Eletricidade



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

Figura 7-16 – Simulação da evolução dos proveitos unitários com aplicação dos parâmetros – SU Eletricidade



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

Refira-se que a simulação da evolução dos proveitos permitidos para este período tem em linha de conta o número médio de clientes previstos pela empresa, a manutenção do IPIB de t-1 de 1,19%, e a meta de eficiência definida para o período de regulação 2022-2025.

No período de regulação 2022-2025, a ERSE prevê um nível de OPEX abaixo do definido no período anterior, em linha com as previsões da empresa. Em termos de custo unitário por cliente, a simulação anterior permite antever que em 2025 o custo unitário esteja ligeiramente acima do aceite no final do período de regulação que termina em 2021. Estes resultados dependerão naturalmente dos cenários de evolução dos clientes da SU Eletricidade.

EDA

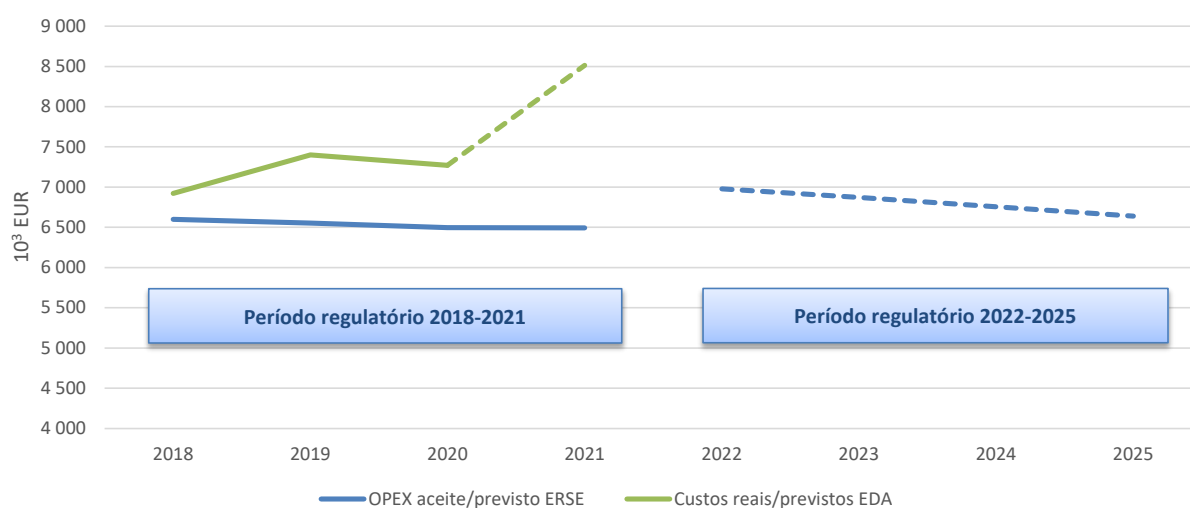
Quadro 7-10 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EDA para 2022-2025

	Unid: 10 ³ euros	
	2022	2023-2025
MT	672	
Componente fixa	336	
50%		
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		3,00%
Componente variável	336	
50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	773	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	434,87471	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		3,00%
BT	6 306	
Componente fixa	3 153	
50%		
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		3,00%
Componente variável	3 153	
50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	128 450	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>	24,54919	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		3,00%
Total	6 979	

Fonte: ERSE

As Figura 7-17 e Figura 7-18 apresentam uma simulação⁹³ com a evolução prevista dos proveitos permitidos da atividade de comercialização para a atividade de comercialização da EDA resultante da aplicação desses parâmetros

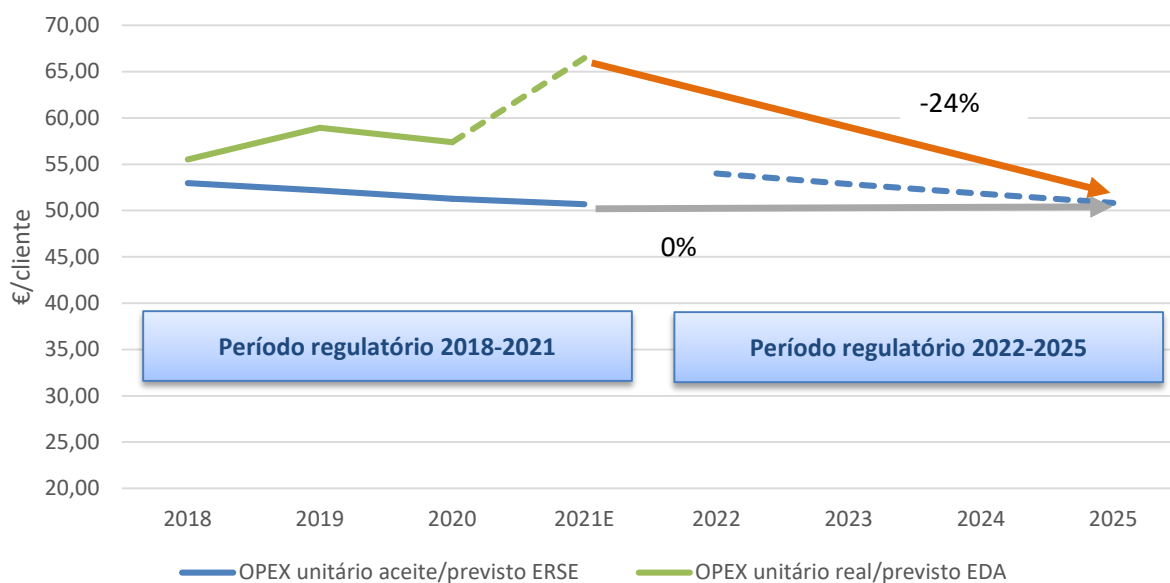
Figura 7-17 - Simulação da evolução dos proveitos com aplicação dos parâmetros – EDA



Fonte: ERSE, EDA

⁹³ Tal como para o caso da SU Eletricidade, a simulação da evolução dos proveitos permitidos para este período tem em linha de conta o número médio de clientes previstos pela empresa, a manutenção do IPIB de t-1, e a meta de eficiência proposta para o período de regulação 2022-2025.

Figura 7-18 – Simulação da evolução dos proveitos unitários com aplicação dos parâmetros – EDA



Fonte: ERSE, EDA

Para 2022, e tal como já mencionado anteriormente, a meta de eficiência anual da EDA foi reajustada face à meta fixada no período de regulação anterior, passando para 3%.

A simulação efetuada aponta para que a aplicação dos parâmetros definidos leve a que os custos aceites com a atividade Comercialização da EDA em 2025 estejam em linha com os aceites na base de custos de 2021, mas situando-se substancialmente abaixo (-24%) dos estimados pela empresa para esse ano.

EEM

Quadro 7-11 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EEM para 2022-2025

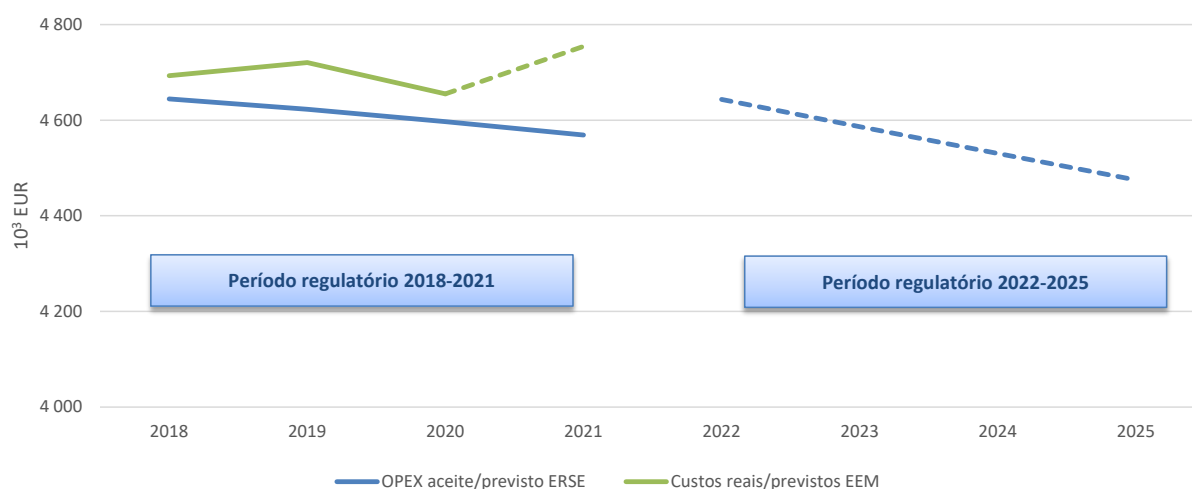
	Unid: 10 ³ euros	
	2022	2023-2025
MT	464	
Componente fixa	232	
50%		
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		2,50%
Componente variável	232	
50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	327	
<i>Custo unitário Eur/cliente</i>	708,96328	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		2,50%
BT	4 180	
Componente fixa	2 090	
50%		
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		2,50%
Componente variável	2 090	
50%		
<i>N. clientes (ERSE)</i>	141 414	
<i>Custo unitário Eur/cliente</i>	14,77658	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		2,50%
Total	4 643	

Fonte: ERSE

Nas Figura 7-19 e Figura 7-20 podem ser observados os resultados de uma simulação⁹⁴ com a evolução prevista dos proveitos permitidos da atividade de comercialização para a atividade de comercialização da EEM resultante da aplicação desses parâmetros

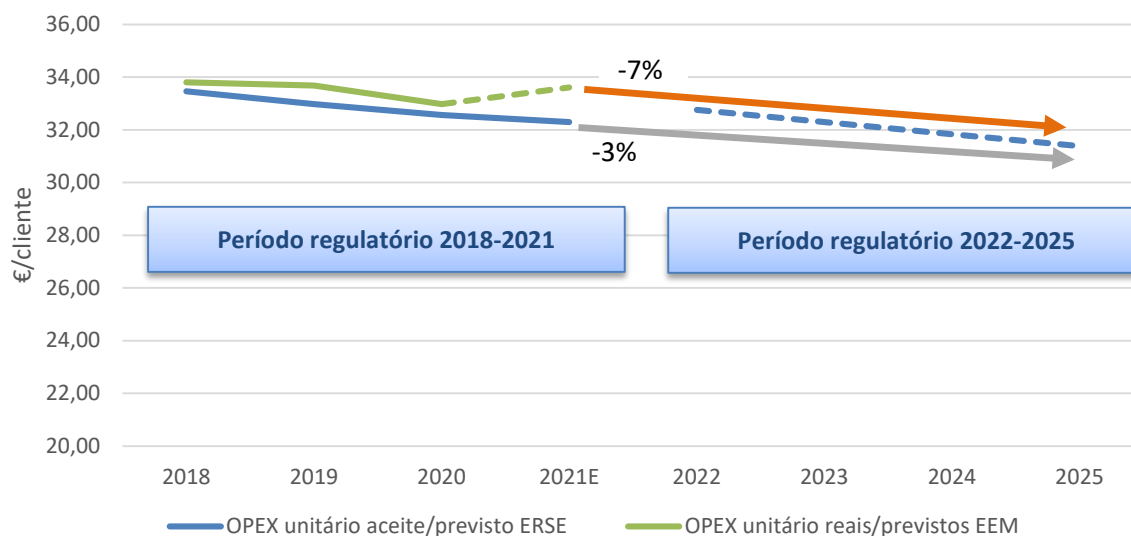
⁹⁴ Tal como para os casos anteriores, a simulação da evolução dos proveitos permitidos para este período tem em linha de conta o número médio de clientes previsto pela empresa, a manutenção do IPIB de t-1, e a meta de eficiência para o período de regulação 2022-2025.

Figura 7-19 – Simulação da evolução dos proveitos com aplicação dos parâmetros – EEM



Fonte: ERSE, EEM

Figura 7-20 – Simulação da evolução dos proveitos unitários com aplicação dos parâmetros – EEM



Fonte: ERSE, EEM

A simulação efetuada permite perspetivar que a aplicação dos parâmetros definidos para a atividade de Comercialização da EEM permitirá que os custos aceites dessa atividade situar-se-ão em 2025 abaixo dos valores de 2021 tanto para os custos aceites (-3%), como para os custos estimados pela empresa (-7%).

8 CUSTO DE CAPITAL

8.1 INTRODUÇÃO

Em termos latos, o custo de capital corresponde à taxa de remuneração mínima exigida por um investidor para aplicar os seus recursos, tendo em conta os rendimentos expetáveis associados ao investimento e o risco associado ao recebimento desses rendimentos, no contexto económico e financeiro em que se enquadra.

A taxa de remuneração definida pela ERSE para os ativos das atividades reguladas corresponde ao custo de capital dessas atividades estimado pelo regulador. A ERSE tem seguido um conjunto de princípios ao longo do tempo nos processos de definição do custo de capital das atividades reguladas que importa recordar.

A estabilidade regulatória é um dos principais princípios que tem regido a atuação do regulador quando calcula o custo de capital das atividades reguladas. A estabilidade regulatória garante aos agentes poderem, à partida, antecipar e interpretar o quadro regulatório. A aplicação deste princípio pelo regulador permite diminuir o risco regulatório e, conseqüentemente, o risco da atividade, contribuindo para a diminuição do custo de capital da atividade regulada com um impacto direto e positivo no nível tarifário. Deste modo, em cada novo processo de cálculo do custo de capital, a ERSE tem procurado não ser disruptiva face às metodologias e abordagens que tem seguido no passado, sempre que o contexto económico e financeiro assim o permita.

Outro princípio orientador da ERSE, o qual está diretamente associado ao anterior, é o da coerência metodológica. A opção de se escolherem diferentes metodologias ou abordagens é expetável apenas se o contexto ou a natureza da atividade assim o justificarem. Deste modo, entende-se que deverá haver coerência nas metodologias regulatórias, não apenas dentro da mesma atividade ou setor ao longo do tempo, como também entre atividade de setores diferentes, quando apresentam naturezas semelhantes e se enquadram no mesmo contexto económico e financeiro, como por exemplo os setores elétrico e do gás. Não seria compreendido que fossem seguidas abordagens diferentes na definição do custo de capital para o setor elétrico e para o setor do gás para variáveis iguais, se no intervalo de tempo que separa os processos de cálculo dos custos de capital das atividades reguladas desses setores, não se tenha verificado nenhuma alteração de circunstância que justifique diferentes opções.

Finalmente, a estabilidade regulatória e a coerência metodológica não podem pôr em causa a devida adaptação das metodologias empregues e práticas seguidas na definição do custo de capital à evolução dos contextos económico e financeiro em que se desenvolvem essas atividades. A capacidade da regulação adaptar-se às alterações do contexto envolvente é outro dos principais princípios regulatórios.

Este último princípio assume uma elevada pertinência por a definição do custo de capital ter vindo a ocorrer em alguns períodos regulatórios fortemente caracterizados por ambientes de incerteza e instabilidade financeira, recorde-se os períodos regulatórios posteriores ao resgate financeiro de Portugal e, presentemente, a situação pandémica associada ao COVID 19. Os acontecimentos ocorridos no início da segunda década de 2000 motivou o regulador a ponderar um conjunto de medidas, culminando na introdução de um mecanismo de indexação deste parâmetro às variáveis representativas das condições financeiras nacionais no período de regulação 2012 a 2014, que se manteve até à data.

Finalmente, importa ainda frisar que, mesmo quando a evolução do contexto económico e social não justifica uma revisão das práticas regulatórias, este mesmo contexto não é imutável, pelo que a aplicação das mesmas metodologias e dos mesmos critérios podem resultar em valores diferentes de custo de capital. Como se verá, esta é a circunstância que caracteriza, em grande parte, o presente exercício de cálculo do custo de capital das atividades reguladas para o período de regulação 2022-2025.

8.2 EVOLUÇÃO DO CONTEXTO REGULATÓRIO E ECONÓMICO

EVOLUÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO

Na preparação do presente período de regulação 2022-2025, ocorreram mudanças nas metodologias de regulação das atividades de transporte e de distribuição do setor elétrico. Além da extensão do período de regulação de 3 para 4 anos, com objetivo de introduzir uma maior estabilidade e previsibilidade do contexto regulatório, nas atividades de operação de redes elétricas continente adotou-se uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT no Continente. A metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* é já aplicada à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT no Continente desde o período de regulação 2018-2021. Esta metodologia é complementada com o aprofundamento do princípio de partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas, princípio este que se propõe aplicar igualmente à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, de modo a assegurar que o alargamento da regulação por incentivos do tipo *revenue cap*, não tenha

impacte significativo no risco das atividades das empresas. Todavia, esta alteração da regulação das atividades de rede do continente não deixou de ser tida em conta no cálculo do custo de capital.

EVOLUÇÃO DO CONTEXTO FINANCEIRO E ECONÓMICO

A definição do custo de capital tem sido profundamente marcada pelos acontecimentos ocorridos em 2010 e 2011 nos mercados financeiros internacionais e, em especial, no mercado financeiro nacional, que no caso de Portugal levaram, a 4 de abril de 2011, ao pedido de assistência financeira à Comissão Europeia.

Deste modo, os parâmetros de regulação para o período de regulação 2012-2014 foram definidos em 2011 num ambiente de grande instabilidade e incerteza. No momento de definição dos parâmetros para o período de regulação 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 8-1), havendo uma enorme incerteza quanto à sua evolução. Esta situação levou a ERSE a definir um mecanismo de indexação do custo de capital a variáveis representativas das condições financeiras do país⁹⁵.

No momento de definição dos parâmetros de regulação do anterior período de regulação, 2015-2017, em setembro de 2014, a situação continuava bastante incerta, mas com uma tendência oposta, tendo em conta que as *yields* das OTs portuguesas observavam uma descida acentuada, registando mínimos históricos à altura. No entanto, após esta definição dos parâmetros do período de regulação 2015-2017, as *yields* das OT continuaram a registar uma queda que se prolongou até ao final do primeiro trimestre de 2015. Durante o período de regulação 2015-2017 verificou-se uma volatilidade ainda substancial destas *yields*, tendo-se registado um movimento de descida acentuada durante 2017, que se acentuou após a divulgação de alteração da perspetiva⁹⁶ do *rating* da República Portuguesa de estável para positiva por parte da Fitch em junho, e da Moodys em setembro, e à subida de *rating* por parte da Standard & Poors (S&P) para o nível de investimento, também em setembro.

Após a observação de uma tendência de crescimento das *yields* das OT's portuguesas no período de 2015 ao início de 2017 e uma tendência de descida acentuada após este período, a definição do custo de capital

⁹⁵ À data o custo de capital foi indexado aos CDS a 5 anos da República Portuguesa. Atualmente, a indexação é feita às *yields* das OT a 10 anos.

⁹⁶ Estas alterações de perspetiva sinalizam que estas agências poderão subir o *rating* para nível de investimento num prazo de 12 a 18 meses.

para o período de regulação de 2018-2021 também ocorreu sob a perspetiva de alguma incerteza sobre a evolução deste indicador, embora num ambiente em que se perspetivava uma possível estabilidade no futuro próximo. A incerteza resultava, sobretudo, do elevado nível de dívida pública portuguesa e dos riscos de uma não redução da mesma nos próximos anos poder colocar em risco esta possível estabilidade e trazer de volta uma maior volatilidade dos mercados financeiros a Portugal.

Figura 8-1 - *Yields* das obrigações a 10 anos da República Portuguesa



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

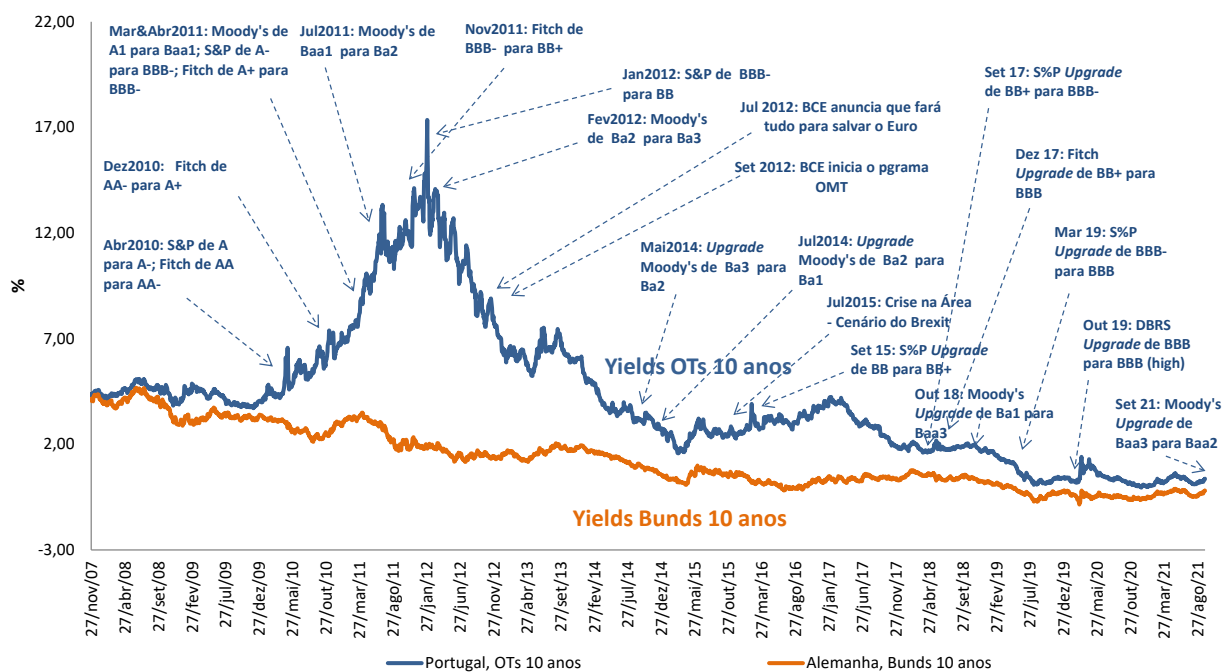
No momento de definição do custo de capital atual, apesar de se observar níveis historicamente baixos das *yields* das OT's portuguesas, verifica-se um incremento da incerteza em resultado da situação pandémica do país provocada pela pandemia da COVID-19 e dos impactes do Plano de Recuperação e Resiliência criado pela UE em resposta à crise económica provocada pela situação pandémica global. Em particular, tendo em conta o elevado nível da dívida portuguesa e permanecendo dúvidas sobre o processo de erradicação ou mitigação da situação pandémica estas últimas impactam numa expectativa de maior volatilidade dos mercados financeiros para Portugal.

Na Figura 8-2 podemos ver a comparação entre as *yields* das OTs e das Bunds alemãs a 10 anos. Nesta figura pode-se observar as diferenças entre a altura da definição dos parâmetros dos anteriores períodos de regulação (3º trimestre de 2011, 3º trimestre de 2014 e 3º trimestre de 2017) e o atual momento de definição de parâmetros para o período 2022-2025. No 3º trimestre de 2011, depois de uma secessão de

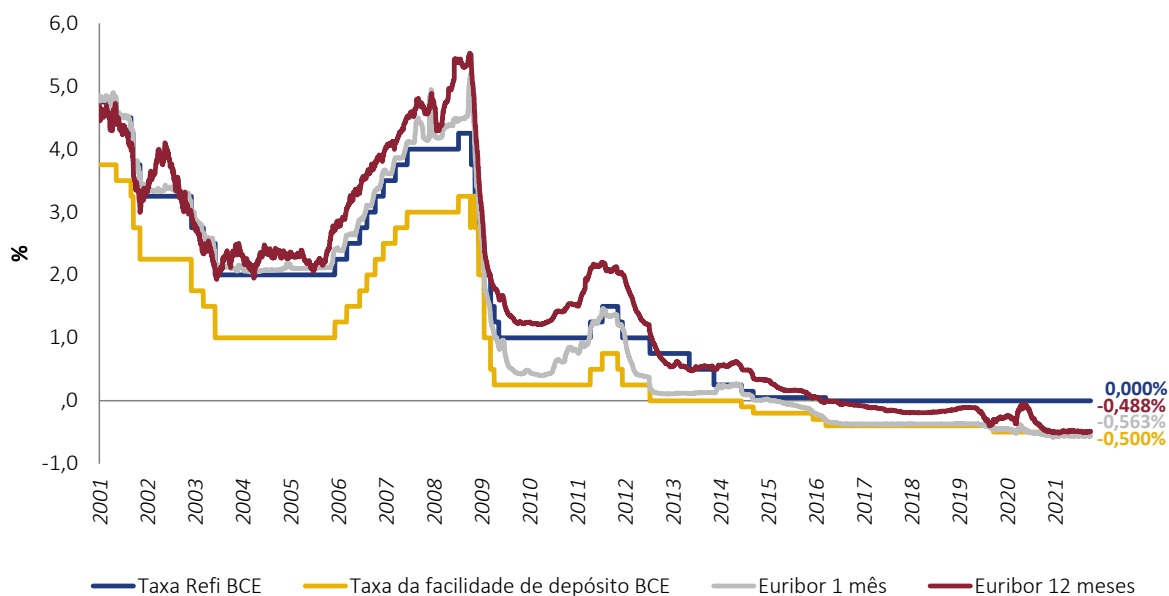
downgrades de *rating* de Portugal, o *spread* entre as OTs e as Bunds estava a atingir valores máximos, após um período de *spreads* muito baixos.

No presente momento, depois do alargamento dos *spreads* em 2016 e inícios de 2017, o *spread* entre as *yields* das OTs e das Bunds voltou a diminuir, muito influenciado pelos *upgrades* do *rating* de Portugal por parte das diversas agências nos últimos anos. No entanto, o *spread* continua em níveis acima dos observados no período antes da crise financeira internacional, acrescendo a incerteza da atual situação pandémica, permanece algum risco financeiro relativamente a Portugal percebido pelos agentes económicos, que justifica a manutenção do mecanismo de indexação.

Figura 8-2 - *Yields* das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund)



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

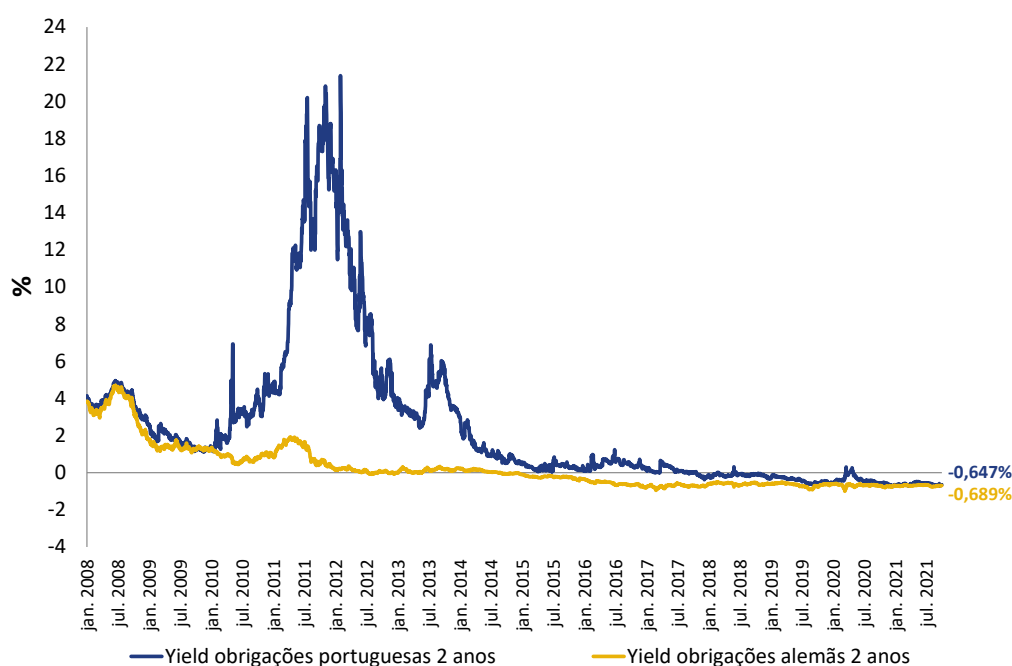
Figura 8-3 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses

No presente momento de definição do custo de capital, à semelhança do verificado antes do início do período regulação em vigor, continuam a verificar-se condições económicas e financeiras atípicas (Figura 8-3, Figura 8-4, e Figura 8-5):

- Taxa da facilidade de depósitos do BCE negativa (-0,5%) (redução de 10 pontos base ocorrida em setembro de 2019);
- Taxa de juro de referência do BCE (taxa *refi*) de zero;
- Taxas Euribor em todas as maturidades negativas, com a taxa a 1 mês em -0,563% e a taxa Euribor a 12 meses em -0,488% (recorde-se que aquando da publicação dos “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, estas taxas eram, respetivamente, -0,372% e -0,171%);
- *Bunds* a 2 anos negativas (-0,689% em setembro de 2021, revelando uma elevada estabilidade nestes valores dado em setembro de 2017 se ter registado o valor de -0,712%);
- Existência ainda de algumas pressões desinflacionistas na economia europeia, apesar de se verificar em Portugal uma tendência de aumento da inflação, para valores próximos de 1% (a taxa de variação média anual do IPC em Portugal no mês de agosto era 1,1%);

- De acordo com a nota de informação do BP, de 2 de outubro⁹⁷, em junho de 2021, a dívida portuguesa atingiu um montante máximo histórico a rondar os 278 mil milhões de euros. Recorde-se que no 2º trimestre de 2017, a dívida atingiu um valor máximo, à data, acima dos 250 mil milhões de euros, mantendo-se acima deste nível até ao início do ano de 2020. Nesta data, correspondendo ao início da situação pandémica COVID, observou-se uma tendência de crescimento da dívida até ao montante máximo supra indicado. Nos últimos dois meses, observa-se um decréscimo, mas a dívida mantém-se acima dos 270 mil milhões de euros.

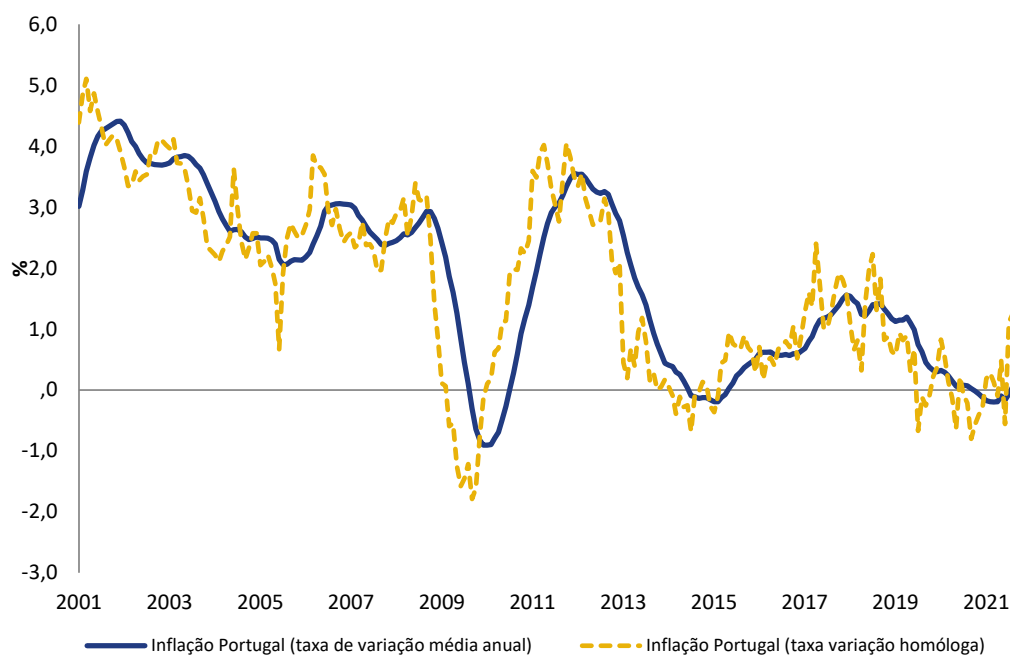
Figura 8-4 - Yields das OTs e das Bunds a 2 anos



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

⁹⁷ <https://bpstat.bportugal.pt/conteudos/noticias/1447>

Figura 8-5 - Inflação (IPC) em Portugal



Fonte: ERSE, INE

Esta situação atípica não perspectiva, no entanto, uma mudança profunda do contexto que enquadra a definição do custo de capital face ao anterior período de regulação.

8.3 METODOLOGIA

BREVE ENQUADRAMENTO DAS METODOLOGIAS ADOTADAS

Tal como referido no documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018 a 2020», as opções metodológicas adotadas na determinação do custo de capital foram já aplicadas em anteriores períodos de regulação. A metodologia e os fundamentos para determinação do custo de capital são os expressos nos anteriores documentos «Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017» e «Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014» do setor elétrico e no documento «Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018 -2019» do setor do gás, para os quais se remete a leitura para um melhor enquadramento e uma melhor compreensão das considerações do presente capítulo.

O custo de capital é calculado antes de impostos⁹⁸, de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP = G \times R_d + (1-G) \frac{R_{cp}}{(1-T)} \quad (1)$$

Em que CCMP (ou WACC⁹⁹) 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:

$$CCMP = \underbrace{[R_f + PR_d]}_{R_d} \times G + \underbrace{\left[R_f + \beta_A \left[1 + (1-T) \frac{G}{(1-G)} \right] (PR_m) \right]}_{R_{cp}} \times (1-G) \times 1/(1-T) \quad (2)$$

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.

⁹⁸ Tendo em conta que, para efeitos regulatórios, os impostos não são considerados como custos aceites.

⁹⁹ *Weighted Average Cost of Capital*

O custo de capital próprio, R_{cp} , é calculado com base num modelo teórico de valorização de ativos com risco, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). De uma forma simplificadora, este modelo assume que o custo de capital próprio obtém-se adicionando um prémio de risco à taxa de juro sem risco, R_f , sendo o prémio determinado pelo risco sistemático do investimento e o prémio de risco do mercado. O risco sistemático do investimento é medido pelo β ¹⁰⁰ do investimento. A equação que segue evidencia este cálculo:

$$E(R_i) = R_f + \beta_i PR_m \quad (3)$$

Onde:

- R_i é a rendibilidade esperada do ativo i
- R_f é a taxa de juro sem risco
- β_i é o beta do ativo i
- PR_m é o prémio de risco de mercado

Este modelo é desenvolvido em mais profundidade no ponto 8.4.4.

O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito na empresa.

8.4 DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL

8.4.1 TAXA DE IMPOSTO

A taxa de imposto foi definida conforme legislação em vigor, considerando a taxa de IRC, a derrama Municipal e a derrama Estadual, conhecidas à data.

Desta forma, a taxa de imposto foi definida em 31,5% considerando uma taxa de IRC de 21%, uma derrama Municipal de 1,5% (Lisboa) e uma derrama Estadual de 9%.

¹⁰⁰ Que corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos

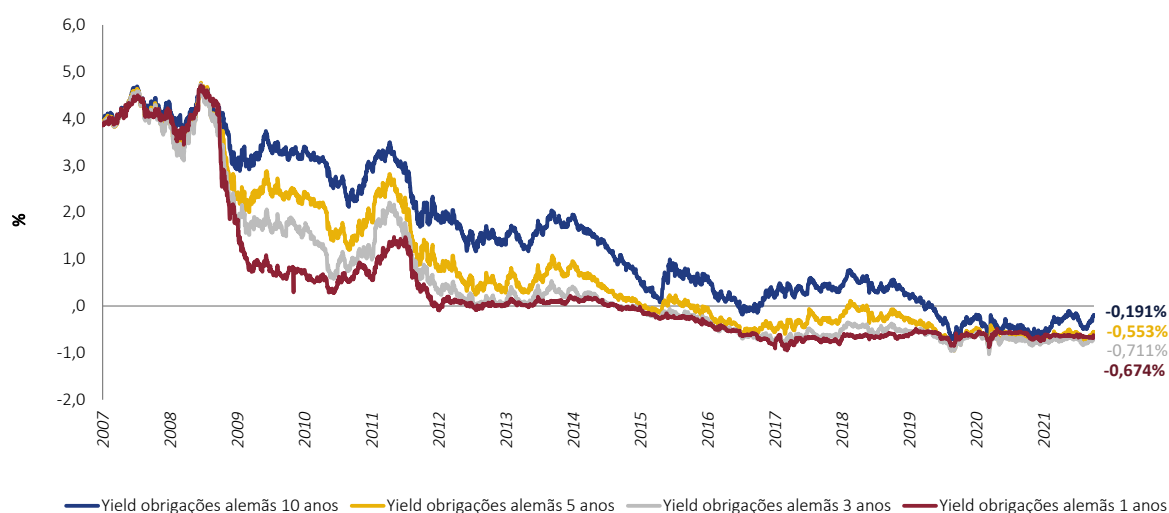
8.4.2 TAXA DE JURO SEM RISCO

Ao relacionar a detenção de ativos com risco e de ativos sem risco, o modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) dá um particular enfoque à definição das taxas de juro sem risco.

Na Figura 8-2 apresentada anteriormente podemos observar a evolução das OT e das Bunds a 10 anos. Até meados de 2007, a cotação dos dois títulos era praticamente coincidente. Após essa data, a diferença entre as referidas cotações aumentou significativamente até janeiro de 2012, tendo diminuído posteriormente. A partir de 2017 ocorreu uma aproximação, sendo mais acentuada a partir da 2ª metade de 2019. Contudo, esta aproximação nunca alcançou os valores verificados antes de 2007 (ou mesmo de 2009). Desta forma, a diferença entre os dois títulos deixou claramente de ser um valor próximo de zero. Eventos económicos de relevo impactam significativamente nesta diferença, por exemplo, o início da situação pandémica no primeiro trimestre de 2020 impactou num incremento desta diferença.

Na Figura 8-6 podemos verificar que as *Bunds* a 10 anos registaram entre 2009 e meados de 2019, *yields* consideravelmente superiores a de outras maturidades inferiores. Na segunda metade de 2019, observou-se uma aproximação entre as taxas. No entanto, esta situação parece estar a inverter-se no ano de 2021 com o maior afastamento das *Bunds* a 10 anos. Para todas as maturidades as *yields* das Bunds registavam, no final de setembro de 2021, valores negativos.

Figura 8-6 - *Yields* das Bunds a 10 anos, a 5 anos, a 3 anos e a 1 ano



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

A determinação da taxa de juro sem risco requer que se defina, a maturidade, o período e a forma de cálculo da média da taxa considerada.

Após uma ponderada análise das alternativas, optou-se pela continuação da metodologia aplicada, quer para os anteriores períodos de regulação do setor elétrico, quer do setor do gás, calculando a média geométrica dos últimos 5 anos das *yields* das obrigações a 10 anos. Tal como referido nos anteriores períodos regulatórios, a utilização das cotações dos últimos 5 anos parte da premissa que não se pode efetuar uma análise prospetiva sem ter em conta o efeito histórico. Deste modo, o efeito das taxas anormalmente negativas que se tem verificado nos últimos anos, e que poderá não refletir o contexto financeiro dos próximos anos, é diluído com a consideração de um período mais alargado.

Assim, e à semelhança do que foi decidido para os dois períodos regulatórios no setor elétrico e para o no setor do gás, para determinação da taxa de juro sem risco, optou-se pela média de 5 anos das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA. Neste caso, os países da EU ainda com este *rating* são a Alemanha e os Países Baixos.

A maturidade dos títulos de 10 anos justifica-se, entre outros fatores, por ser a mais próxima da vida útil dos ativos para títulos que garantam alguma liquidez.

Desta forma, obtemos uma taxa de juro sem risco de 0,06%, apresentada no quadro seguinte, onde também estão incluídos, para comparação, os valores definidos para o período de regulação do setor elétrico que termina em 2021 e para o atual período de regulação do setor do gás.

Quadro 8-1 - Taxa de juro sem risco

Variável	SE PR 2018-2020	GN 2020 a 2023	SE PR 2022-2025
Taxa de juro sem risco (Rf)	1,00% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos)	0,57% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos)	0,06% (Média de 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos)

Fonte: Refinitiv Eikon, ERSE

8.4.3 GEARING

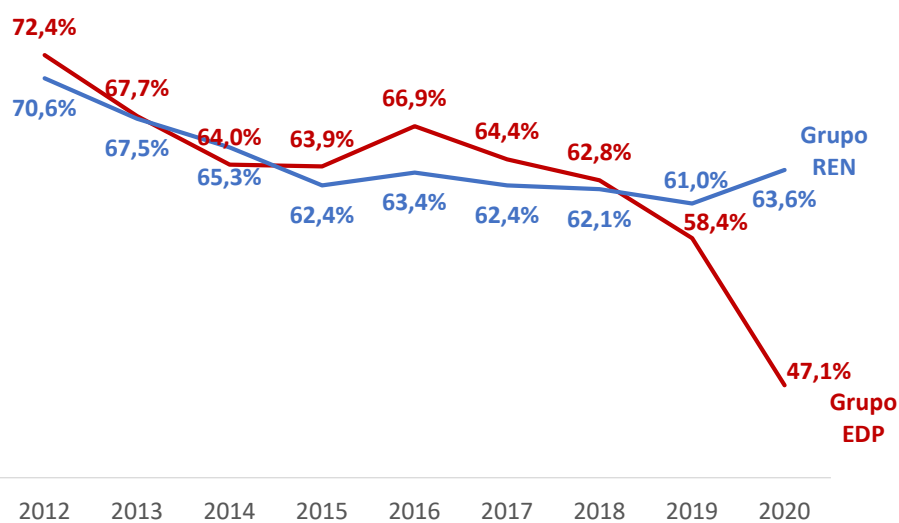
A estrutura de capital das empresas reguladas é outro fator com impacto no custo de capital muito importante e que a ERSE tem seguido com atenção.

O recurso ao endividamento para se financiar pode fazer sentido até um certo nível por contribuir para baixar o custo de capital¹⁰¹. Porém, a definição de um nível de endividamento ótimo varia consoante diferentes fatores como sejam, nomeadamente, o crescimento da atividade da empresa, os seus rácios de solvabilidade, o contexto económico e as características da própria indústria. De um modo geral, estas empresas, por serem *utilities* e beneficiarem de estabilidade regulatória e operarem em regime de monopólio ao abrigo de concessões públicas, recorrem muito a capital alheio. Este facto reflete-se na estrutura de financiamento das atividades das empresas reguladas.

Na Figura 8-7 apresenta-se a evolução do *gearing*¹⁰², a valores de mercado, do Grupo EDP e do Grupo REN. Em 2019 o nível médio de endividamento do Grupo EDP ascendeu a 58,4% e em 2020 fixou-se nos 47,1%, revelando uma estratégia de redução da dívida adotada pelo Grupo. O nível de endividamento do Grupo REN ascendeu, em 2020, a 63,6%, acima dos 61% de 2019, continuando, contudo, abaixo dos valores que se verificavam antes de 2015.

¹⁰¹ Uma forma de quantificar o impacto no valor da empresa pelo recurso ao endividamento é o valor atualizado da vantagem fiscal.

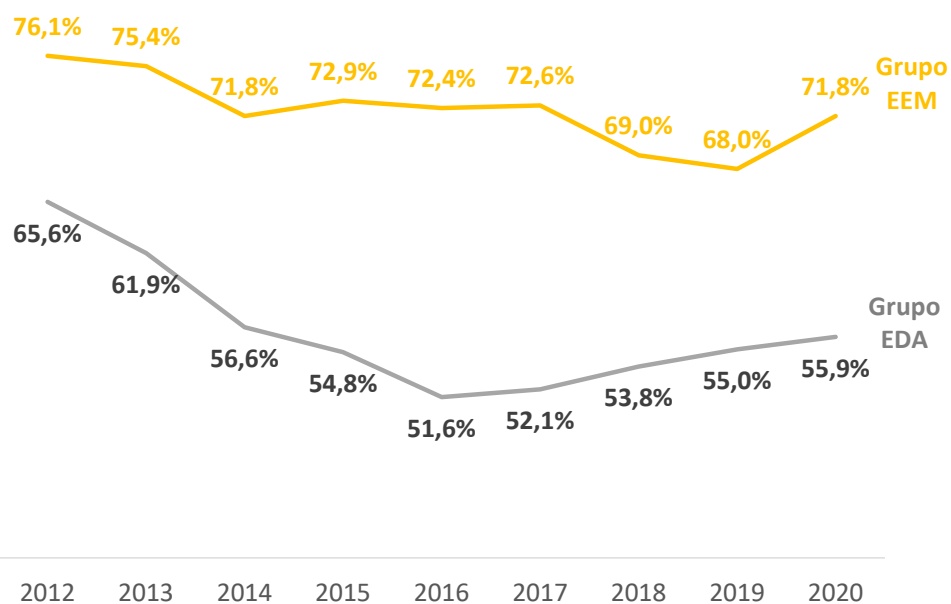
¹⁰² O *gearing* é definido como $D/(D+E)$, em que “D” é a dívida e “E” é o Capital Próprio.

Figura 8-7 - *Gearing* dos Grupos EDP e REN (Valores de Mercado)

Fonte: ERSE, EDP, REN, Refinitiv Eikon

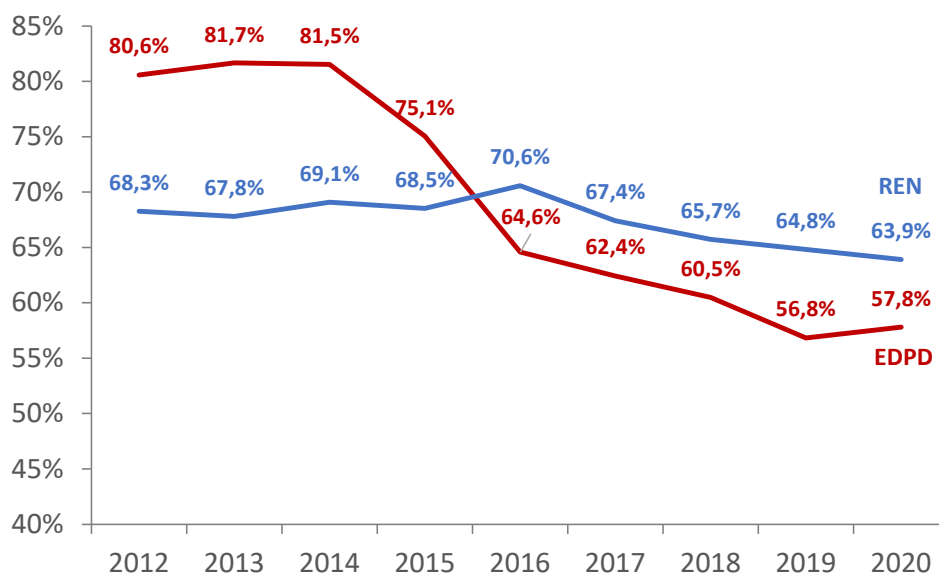
Na Figura 8-8 apresenta-se a evolução do *gearing*¹⁰³, a valores contabilísticos, do Grupo EDA e do Grupo EEM. Em 2019 o nível médio de endividamento do Grupo EDA ascendeu a 55,0% e em 2020 fixou-se nos 55,9%, revelando uma estratégia de redução da dívida adotada pelo Grupo. O nível de endividamento do Grupo EEM tem sido superior ao do Grupo EDA, tendo ascendeu, em 2020, a 71,8%, acima dos 68,0% de 2019, mas abaixo dos valores que se verificavam antes de 2018.

¹⁰³ O *gearing* é definido como $D/(D+E)$, em que “D” é a dívida e “E” é o Capital Próprio.

Figura 8-8 - *Gearing* dos Grupos EDA e EEM (Valores Contabilísticos)

Fonte: ERSE, EDA, EEM

Na Figura 8-9 abaixo pode-se observar o nível de endividamento das empresas reguladas de cada um dos grupos, a E-REDES, S.A. e a REN, Rede Elétrica Nacional, S.A, dos grupos EDP e REN, respetivamente. Nesta figura salienta-se a redução do endividamento da E-REDES, acentuado até 2016 (entre 2014 e 2016, de 81,5% para 64,6%), e mais moderado após este ano (entre 2017 e 2020, de 62,4% para 57,8%), ao contrário do observado para o Grupo EDP (entre 2012 e 2018, o endividamento flutuou em níveis acima dos 63%, sensivelmente). A REN, Rede Elétrica Nacional, S.A., registou uma ligeira tendência de crescimento do endividamento até 2016. Após este ano, apresenta uma tendência moderada de decréscimo do nível de endividamento, em sentido oposto ao observado no endividamento do Grupo em que se integra.

Figura 8-9 - *Gearing* E-REDES, S.A. e a REN, Rede Elétrica Nacional, S.A.

Fonte: ERSE, EDP, REN

A ERSE tem aplicado, como é prática comum entre os reguladores europeus dos setores das *utilities*, em particular no setor da energia, estruturas teóricas de capital eficientes para a definição do custo de capital, de modo a desincentivar as empresas a alterarem as respetivas estruturas de capital e, desta forma, a aumentarem o risco e o seu custo de capital e, conseqüentemente, a taxa de remuneração dos imobilizados. Num contexto de taxas bastante baixas, como o atual, eventuais riscos associados a esta prática, como sejam a alavancagem propositada das atividades reguladas para poderem aproveitar do diferencial de taxas entre as que resultam do *gearing* teórico e as que resultam de uma estrutura de capital mais endividado, são poucos significativos.

Para o período de regulação que iniciará em 2022, a ERSE manterá, assim, a metodologia de estrutura de capital teórico eficiente utilizada nos períodos regulatórios anteriores para a definição do custo de capital das atividades reguladas do setor elétrico. Para tal, optou por definir o *gearing*, ponderando as práticas seguidas pelos restantes reguladores europeus e a evolução da estrutura de capital das empresas reguladas.

No Quadro 8-2, é possível observar a análise descritiva dos valores resultantes das metodologias seguidas pelos reguladores europeus para o nível de rácio de endividamento. Os valores definidos pelos reguladores europeus situam-se num intervalo entre um mínimo de 30% e um máximo de 80%, sendo o valor médio de 2021, aproximadamente 53% para os *Transmission System Operators* (TSO), que correspondem aos operadores das redes de transporte e gestores do sistema, e para os *Distribution System Operators* (DSO),

que correspondem aos operadores das redes de distribuição. A mediana é de 50% em 2021 para ambos os grupos de operadores.

Quadro 8-2 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus

		2013	2016	2021
Média	ORT	53,19%	50,45%	52,89%
	ORD	53,88%	42,38%	52,83%
Mínimo	ORT	30,00%	32,00%	40,00%
	ORD	30,00%	39,00%	44,00%
Máximo	ORT	70,00%	67,00%	78,04%
	ORD	80,00%	45,75%	65,00%
Mediana	ORT	55,00%	50,00%	50,00%
	ORD	55,00%	42,38%	50,00%

Fonte: CEER

Face ao exposto, a ERSE entendeu descer o *gearing* em 5 pontos percentuais comparativamente ao definido para o anterior período de regulação 2018-2021, em linha com o valor definido para o atual período de regulação do setor do gás, tendo em conta a tendência de decréscimo do nível de endividamento das empresas reguladas os valores definidos atualmente pelos reguladores europeus.

Assim, adotou-se um *gearing* teórico de 50%, que é apresentado no Quadro 8-3, comparando-o com o valor definido para o período de regulação do setor elétrico que termina em 2021 e com o do atual período de regulação do setor do gás.

Quadro 8-3 - *Gearing* definido para o período de regulação e valores de comparação

Variável	SE PR 2018-2020		GN 2020 a 2023		SE 2022 a 2025	
	DSO	TSO	DSO	TSO	DSO	TSO
<i>Gearing</i> (G)	55%	55%	50%	50%	50%	50%

Fonte: ERSE, CEER

8.4.4 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

8.4.4.1 BREVE ENQUADRAMENTO TEÓRICO

Tal como referido anteriormente, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) é o modelo teórico considerado no cálculo do custo do capital próprio. Este é um dos vários modelos teóricos de valorização de ativos com risco. Este modelo tem subjacente a teoria da carteira eficiente que, baseada num conjunto de pressupostos, é de fácil aplicação.

O CAPM é um método que define a rentabilidade esperada de um determinado ativo para um determinado período, de uma forma proporcional ao risco inerente ao ativo. Neste quadro teórico, a rentabilidade esperada do ativo para um determinado período, em equilíbrio, varia de uma forma linear entre a taxa de juro sem risco e a rentabilidade do mercado, tendo em conta o contributo marginal do ativo para o risco da carteira que não diminui com a diversificação da mesma, isto é, o risco de mercado. O risco sistemático é o risco que é inerente à própria atividade. A contribuição do risco individual de uma ação para o risco de um *portfolio* diversificado, ou seja, a sensibilidade de risco sistemático face ao risco de mercado, é definido pelo beta dessa ação que, no contexto da definição do custo de capital da empresa, corresponde ao beta do capital próprio.

Contudo, o beta do capital próprio incorpora o risco de negócio, bem como também incorpora o risco financeiro da atividade que decorre da sua estrutura de capital. Deste modo, ter-se-ia de inferir não só o contributo de cada atividade para o risco de negócio da empresa, como também o seu contributo para o risco financeiro da empresa.

Como o beta do ativo, ou beta não alavancado, de uma empresa apenas reflete o seu risco de negócio, esta dificuldade é ultrapassada considerando-se o beta do ativo, em lugar do beta do capital próprio. A definição do beta do ativo a partir do beta do capital próprio recorre a dois pressupostos comumente aceites¹⁰⁴:

- O primeiro postulado de *Modigliani e Miller* que afirma que, até um determinado nível de endividamento, a estrutura de capital de uma empresa não altera o valor desta no seu todo, alterando apenas o risco para os acionistas e, conseqüentemente, o custo do capital próprio.

¹⁰⁴ A definição do beta do capital próprio a partir do beta do ativo supõe igualmente que a estrutura de capital da empresa se mantém constante. No que diz respeito ao horizonte do investimento, poder-se-á assumir que os seus retornos são constantes e ilimitados ao longo do tempo ou que estes não são constantes.

- A existência de vantagem fiscal, isto é, que o aumento do endividamento proporcionar um aumento do custo de capital próprio a uma taxa que decresce com o aumento da taxa de imposto¹⁰⁵.

Nesse quadro, a rentabilidade do capital próprio, R_{cp} , é dada por:

$$R_{cp} = R_f + \beta_A \left[1 + (1-T) \frac{G}{(1-G)} \right] (PR_m) \quad (4)$$

Para o cálculo do custo do capital próprio, tendo já sido definidas a taxa de imposto ($T=31,5\%$), a taxa de juro sem risco ($R_f=0,06\%$) e o *gearing* ($G=50\%$), será necessário ainda definir o prémio de risco de mercado (PR_m), o beta do ativo (β_A) e os betas do capital próprio (β_{cp}). No atual processo de cálculo do custo de capital, este último parâmetro é o que diferencia o custo de capital das atividades reguladas.

8.4.4.2 PRÉMIO DE RISCO DE MERCADO

O prémio de risco do mercado é o prémio que o investidor pretende receber por deter um ativo com risco inserido num determinado mercado, em vez de investir num ativo sem risco.

A consideração de séries históricas para a determinação do prémio de risco de mercado assenta no pressuposto de existirem situações de equilíbrio dos mercados financeiros, sendo uma metodologia comum no cálculo deste prémio de risco de mercado.

No entanto existem diversos fatores que poderão afetar e condicionar a determinação deste valor, como:

i) o período de cálculo escolhido para se observar as séries históricas, ii) o *portfolio* de mercado (normalmente um índice bolsista) que se deve escolher e iii) a média geométrica ou aritmética para cálculo da rentabilidade ao longo do período escolhido.

No caso de Portugal, pequeno mercado financeiro e pouco maduro, e que assistiu na última década 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.

¹⁰⁵ A principal consequência da vantagem fiscal é de que o aumento do nível de endividamento implica um aumento do valor da empresa até ao limite dado pelo aumento do risco de falência da empresa. (Aqui não se considera a problemática da dupla tributação, que diminui esta vantagem).

b) Analisar o risco percebido pelos agentes de mercado no atual contexto financeiro e económico.

A transposição do risco de país é controversa (Kruschwitz, et al, 2012¹⁰⁶; Roger set al, 2018¹⁰⁷). 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, 2012¹⁰⁸).

Contudo, esta possibilidade de eliminação do risco país por diversificação não é consensual (Naumoski, 2011¹⁰⁹), porque subentenderia uma correlação muito baixa entre os retornos nos mercados dos países emergentes e os de mercados mais maduros, quando na realidade tem-se verificado um incremento da correlação do retorno entre mercados emergentes e maduros. Desta forma, continua a entender-se prudente considerar um valor adicional para contemplar o risco país, à semelhança do considerado nos anteriores períodos regulatórios no setor elétrico e do gás.

Acresce que nem todos os investidores terão a mesma capacidade de diversificação das suas carteiras, com a aquisição de títulos que extravasam os seus respetivos mercados nacionais.

Desta forma, o prémio de risco para o cálculo do custo do capital próprio foi calculado adicionando-se duas componentes: i) o prémio de risco de um mercado maduro (um valor considerado estável e calculado normalmente com séries históricas de muito longo prazo) e ii) o prémio de risco de Portugal.

Esta metodologia é idêntica à adotada nos períodos de regulação mais recentes do setor elétrico e do setor do gás.

¹⁰⁶ Kruschwitz, Lutz; Löffler, Andreas; e Mandl Gerwald, “Damodaran's Country Risk Premium: A Serious Critique”, [Business Valuation Review 31\(2-3\):75-84, 2012](#).

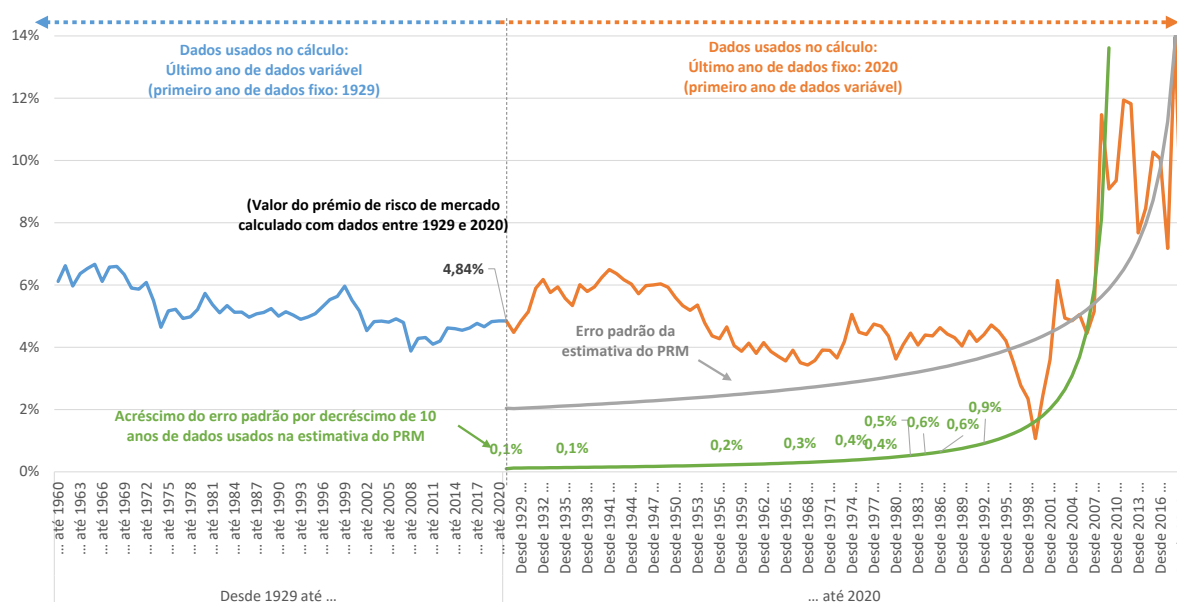
¹⁰⁷ Rogers, David; Wynn, Andrew; e Yaoguo, Lun, “The country risk premium a foreign affair”, aceso online a 10/10/2021, em: <https://www.fticonsulting.com/-/media/files/emea--files/insights/reports/country-risk-premium.pdf?rev=afaecff2ca0f4bfda0ed720c4c2bc4fe&hash=65F84F108C78A7F9642E403D58AF8A44>

¹⁰⁸ Damodaran, Aswath, 2012, “Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset”, 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series)

¹⁰⁹ Naumoski, Aleksandar, “Estimating the Country Risk Premium in Emerging Markets: The Case of the Republic of Macedonia. Financial Theory and Practice 36 (4) 413-434 (2012), Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2814514>

Tal como efetuado em períodos regulatórios anteriores, para a determinação do prémio de risco do mercado de um mercado maduro que possa ser representativo do prémio de risco durante os próximos anos do período de regulação, deverá considerar-se uma estimativa que seja a melhor estimativa para esse período futuro. Tendo em conta os dados do *spread* entre a rendibilidade do S&P 500 e as obrigações do tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos, um mercado considerado dos mais maduros, podemos observar na Figura 8-10 abaixo a evolução do prémio de risco de mercado, tendo em conta diferentes períodos de dados para a determinação do prémio de risco de mercado.

Figura 8-10 - Evolução do prémio de risco de mercado



Fonte: ERSE, Reuters, Aswath Damodaran (pages.stern.nyu.edu/~adamodar/)

A Figura 8-10 apresenta dois tipos de cálculo:

- Na parte esquerda da figura é apresentada a evolução do prémio de risco de mercado estimado para cada ano, tendo em conta o ocorrido até esse ano. Cada ano da figura acrescenta um novo ano de dados. Esta é uma apresentação dita “normal” de um gráfico de dados históricos temporais. Apesar desse lado da figura apenas apresentar dados a partir de 1960, o ano inicial de dados é sempre o mesmo: 1929. Assim, em 1960 o prémio de risco de mercado é calculado com dados entre 1929 e 1960. Em 2020 o prémio de risco de mercado é calculado com dados entre 1929 e 2020.

- Na parte direita da figura o cálculo é feito de forma “inversa”. A forma mais simples de ler esta parte é da direita para a esquerda. Os dados incluídos no cálculo são entre 2020 (um ano “fixo” que entra sempre no cálculo) e o ano até ao qual se incluíram os dados. Quando se lê “Desde 2016...”, na parte mais à direita do gráfico, significa que nesse cálculo apenas estão incluídos dados entre 2016 e 2020 (apenas quatro anos de dados). À medida que nos deslocamos para a esquerda, vão-se acrescentando mais anos no cálculo histórico dos dados. Assim, no ponto “Desde 1987...” estão incluídos dados entre 1987 e 2020. O ponto de convergência entre as duas partes da figura é onde são usados a totalidade dos dados disponíveis, quer da parte esquerda, quer da parte direita da mesma, obtendo-se um PR_m de 4,84%, que liga os dois lados.

A Figura 8-10 evidencia que na consideração de um período de dados muito curto (com dados, por exemplo, apenas desde 1995) o valor do prémio de risco de mercado torna-se extremamente volátil e a inclusão de mais, ou menos, um ano pode alterar de forma radical o valor do prémio de risco de mercado. Em casos extremos, usar um período de dados para o cálculo, por exemplo, entre 1999 e 2020 levaria a um prémio de risco de mercado a rondar os 1%. A volatilidade é representada na figura pelo erro padrão da estimativa do PR_m (linha cinza). A linha verde da figura mostra o *acrécimo* do erro padrão da estimativa do PR_m , em cada ano, quando se reduz a amostra em 10 anos de dados. A partir do início da década de 90, o acréscimo do erro padrão ocorre entre os 0,8% e 1,0% e torna-se exponencial a partir da exclusão desses anos do cálculo, mostrando que a volatilidade do PR_m aumenta exponencialmente quando se usa uma série inferior a 20 anos. Por outro lado, usar todo o período de dados, embora diminuindo o erro padrão da estimativa, pode levar a considerar um período demasiado largo, onde se estão a incluir anos que podem já não ser representativos do atual contexto dos mercados financeiros e, conseqüentemente, do prémio de risco de mercado. Há que, por conseguinte, escolher entre a inclusão de mais anos no cálculo, com a possível inclusão de anos não representativos de atual prémio de risco de mercado, e a exclusão de demasiados anos que poderão levar a um aumento considerável do erro padrão da estimativa. Na figura podemos observar que incluir dados apenas a partir de 1960 leva a que se reduza o erro padrão em apenas 0,2%.

A média dos valores que resultam de um cálculo com dados “Desde 1960...” até “Desde 1995...” é de 3,06%. A mediana é de 2,99%, com os valores a variarem entre um mínimo de 2,52% e um máximo de 3,9%.

Paralelamente a esta análise efetuou-se igualmente uma análise às práticas seguidas pelos restantes reguladores. No Quadro 8-4 pode-se observar uma análise descritiva das metodologias de definição dos

prémios de risco do mercado adotadas pelos reguladores europeus e respetivos valores do prémio de risco de mercado considerados.

Os valores definidos pelos reguladores europeus situam-se, considerando os dados mais recentes, num intervalo entre um mínimo de 2,7% e um máximo de 7,2%, sendo o valor médio de 5,05% (ORT) e 5,15% (ORD) e a mediana de 5,0%, tanto para os ORT como para os ORD.

Quadro 8-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores

		2013	2016	2021
Média	ORT	4,70%	4,73%	5,05%
	ORD	4,73%	4,69%	5,15%
Mínimo	ORT	3,00%	3,50%	2,73%
	ORD	3,50%	3,50%	2,73%
Máximo	ORT	5,90%	5,50%	7,23%
	ORD	5,90%	5,50%	7,23%
Mediana	ORT	4,88%	5,00%	5,00%
	ORD	4,80%	5,00%	5,00%

Nota: Não são apresentados os dados relativos aos prémios de risco que tinham, explicitamente, o prémio de risco país incluído no prémio de risco de mercado.

Fonte: CEER

Assim, para o cálculo do prémio de risco de um mercado maduro consideraram-se os valores mínimos e máximos obtidos através de duas abordagens:

- *spreads* médios entre as rendibilidades do S&P 500 e as das Obrigações do Tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos, calculados para dois intervalos (compreendidos entre 1960 e 2020 e entre 1929 e 2020);
- valores definidos pelos reguladores europeus para os ORT e para os ORD, considerando a média e a mediana desses valores.

Deste modo, definiu-se um intervalo entre 3,95% (*spreads* médios entre as rendibilidades do S&P 500 e as das Obrigações do Tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos calculado o intervalo compreendido entre 1960 e 2020) e 5,1% (média dos valores definidos pelos reguladores europeus para os ORT e para os ORD).

Tendo em consideração as circunstâncias e o enquadramento atual, a opção que a ERSE entendeu mais adequada foi a de manutenção, tal como nos períodos regulatórios mais recentes, da adição do risco de Portugal ao prémio de risco do mercado de um mercado maduro, após avaliação das diferentes alternativas.

Assim, para determinação do prémio de risco de Portugal, calculou-se o *spread* entre a média geométrica das *yields* das Obrigações da República Portuguesa com maturidade a 10 anos e a média geométrica das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com *rating* AAA, considerando um período de dados de 5 anos.

O *spread* a considerar como prémio de risco para Portugal face a um mercado maduro é, desta forma, de 1,41%.

Assim, o prémio de risco definido pela ERSE para o período de regulação 2022-2025 é a soma dos dois valores atrás definidos, dos quais resulta um intervalo de valores. No Quadro 8-5 abaixo é apresentado o prémio de mercado definido para o período de regulação que se inicia em 2022.

Quadro 8-5 - Prémio de risco de mercado

Variável	SE PR 2018-2020	GN 2020 a 2023	SE 2022 a 2025
Prémio de risco de mercado (PR _m)	[6,92% : 8,40%]	[5,84% : 7,16%]	[3,95% : 5,10%]
SE 2022 a 2025			
Prémio de risco de mercado (PR_m)	=	Prémio de risco mercado maduro (Spread S&P 500 vs 10-year T. Bond) + Dados do benchmarking do CEER	+ Spread risco país (Spread das médias a 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos, entre Portugal e de Alemanha e Países Baixos)
[5,26% : 6,51%]	=	[3,95% : 5,10%]	+ 1,41%

Fonte: ERSE, Reuters, CEER

Entende-se, contudo, realçar alguns aspetos da opção da ERSE em somar os valores anteriormente referidos, dos quais resulta o intervalo considerado para o PR_m. Como se referiu anteriormente, ao contrário da taxa de juro sem risco, ou do prémio de risco de Portugal, uma estimativa do prémio de risco de um mercado maduro com base em valores históricos terá de ter em conta um período de dados superior a cerca de 20 anos por forma a não aumentar exponencialmente o erro padrão da estimativa e não se considerar um valor extremo, dependente de um valor inicial arbitrário. Pelo contrário, uma estimativa da

taxa de juro sem risco, ou do prémio de risco de Portugal, com base em valores muito desfasados no tempo poderá levar a considerar valores que já não são representativos da realidade que se perspetiva para os próximos anos.

Considerar diferentes prazos para cálculo de médias de valores históricos para diferentes variáveis apenas tem, assim, como objetivo obter a melhor estimativa dos valores dessas variáveis. Desta forma, ao tomar as diferentes opções de cálculo para cada uma das diferentes variáveis, a ERSE pretende obter aquelas que serão consideradas as melhores previsões dessas mesmas variáveis para os próximos 4 do período de regulação 2022-2025.

8.4.4.3 BETA DO CAPITAL PRÓPRIO

ENQUADRAMENTO

Na base da metodologia CAPM encontra-se a determinação do risco sistemático do ativo com risco cotado em bolsa, a ação. O beta de uma ação é definido comparando a evolução da sua cotação face ao rendimento do mercado.

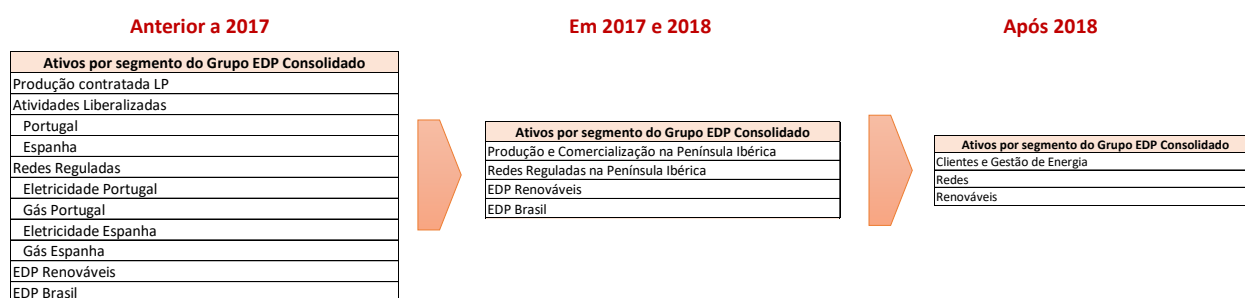
No cálculo do beta do capital próprio de uma empresa é comum recorrer-se a um modelo muito próximo do CAPM, o *market model*, baseado diretamente na observação do mercado:

$$R_j = R_f + \beta_j [R_m - R_f] \cong a_j + \beta_j [R_{mt}] \quad (5)$$

Sendo R_j a rendibilidade da ação j , a_j o termo de interceção que representa a taxa de crescimento dos preços das ações e R_{mt} a rendibilidade do mercado. No caso dos dois grupos cotados (Grupo EDP e Grupo REN) dos quais fazem parte empresas reguladas no setor elétrico, o beta é calculado com base na cotação bolsista das empresas com atividades reguladas que reflete o risco sistemático face ao risco de mercado. Contudo, de um modo geral, o risco sistemático de uma ação não reflete o risco de uma única atividade, mas o risco das empresas ou grupos empresariais que desenvolvem múltiplos negócios com diferentes riscos. Para permitir determinar o risco sistemático de uma atividade ou de um investimento em particular, nos anteriores períodos regulatórios recorreu-se a uma abordagem “*bottom-up*”, com vista a avaliar qual o contributo de cada atividade para o risco de negócio da empresa. Neste quadro teórico, o beta de um ativo com risco corresponde à soma dos betas das suas diferentes atividades ponderados pelo respetivo peso de cada uma no valor da empresa.

Para esse fim, após a determinação do beta do ativo da empresa cotada em bolsa, a partir do beta do capital próprio, determina-se o beta do ativo das suas diferentes atividades. Contudo, nos últimos anos observou-se alterações muito significativas da estrutura organizativa do Grupo EDP que tem impactado, em particular, numa agregação ao nível dos segmentos de negócios/ativos reportados como se pode observar na figura seguinte.

Figura 8-11 – Evolução dos Segmentos de Negócio Reportados pelo Grupo EDP



Fonte: ERSE, EDP

Esta agregação dos segmentos considera a inclusão de ativos de atividades distintas em termos de risco. Por esta razão, para a definição do beta dos ativos das atividades de operação dos sistemas de transporte e distribuição de energia elétrica no período 2022-2025 optou-se por recorrer a uma referência mista, em linha com as abordagens seguidas nos parâmetros anteriores. Especificamente, optou-se por considerar o valor médio entre o valor médio/mediana dos betas destas atividades reportados pelos reguladores europeus e o valor obtido pela aplicação da metodologia *bottom-up* utilizada nos períodos regulatórios anteriores.

A metodologia *bottom-up* contempla as seguintes fase de cálculo:

- c) Cálculo dos betas do capital próprio β_{cp} (alavancado) e do ativo β_A (não alavancado) da empresa cotada.
- d) Cálculo do respetivo beta do ativo e repartição do risco pelas restantes atividades, tendo em conta o postulado da aditividade do valor, aplicando as seguintes fórmulas deduzidas de Armitage (2005) ¹¹⁰:

¹¹⁰ Armitage, S., 2005, "The cost of capital", 2005, Cambridge

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CP} \times (1-T)}{1 + \frac{D}{CP} \times (1-T)} \quad (6)$$

em que:

- 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:

$$\beta_A = \sum_i \omega_i \beta_{Ai} \quad (7)$$

em que:

- ω_i é o peso no ativo da empresa da atividade i .
- E β_{Ai} , o beta da atividade i .

Se o beta da dívida for zero ($\beta_D=0$), a equação (6), após simplificação e tendo em conta que $G=D/(D+CP)$, fica:

$$\beta_{cp} = \beta_A \left[1 + (1-T) \frac{G}{(1-G)} \right] \quad (8)$$

Assim, calcularam-se os betas do capital próprio do Grupo EDP e do Grupo REN com base nas cotações diárias dos últimos 3 anos. Para este cálculo foi usado o PSI Geral e o valor das cotações das empresas corrigido pelo valor dos dividendos. Considerou-se, assim, o retorno da valorização das ações e o retorno em termos de *dividend yield*.

Para a determinação dos betas do capital próprio foi estimada uma regressão para a equação (5) para as cotações de cada empresa.

Partindo destes betas do capital próprio determinados diretamente a partir dos dados de mercado (*raw* betas), calcularam-se os betas ajustados, à semelhança do que foi adotado em anteriores períodos regulatórios do setor elétrico e do gás. Para esse cálculo aplicou-se a seguinte fórmula:

$$\beta_{cp}^{ajustado} = \frac{2}{3} \beta_{cp}^{raw} + \frac{1}{3} \times 1 = \beta_{cp} \quad (9)$$

Posteriormente, calculou-se o beta do ativo aplicando-se a equação (8) e considerando-se os seguintes parâmetros, para além dos já referidas anteriormente:

- A estrutura de capital considerada foi a respeitante ao valor médio das contas publicadas em 2018, 2019 e 2020.
- O valor da dívida corresponde ao valor da dívida financeira líquida (dívida financeira líquida do valor de caixa e equivalentes).
- O valor dos capitais próprios é o valor de mercado da *equity* (capitalização bolsista).
- A taxa de imposto considerada foi de 31,5%.

O quadro infra apresenta os valores do beta dos ativos dos grupos EDP e REN calculados para o período de regulação 2022-2025, comparando-os com os valores considerados no período de regulação do setor elétrico que termina em 2021 no atual período de regulação do setor do gás.

Quadro 8-6 - Betas do ativo dos grupo EDP e REN

Variável	SE - PR 2018-2020		GN - 2020 a 2023		SE - 2022 a 2025	
Beta Ativo e beta do capital próprio grupo cotado	$\beta_A \text{ EDP} = 0,42$ $\beta_{CP} \text{ EDP}$ ajustado= $\frac{2}{3} * Raw + \frac{1}{3} * 1 = 1,01$	$\beta_A \text{ REN} = 0,33$ $\beta_{CP} \text{ REN}$ ajustado= $\frac{2}{3} * R_{aw} + \frac{1}{3} * 1 = 0,73$	$\beta_A \text{ EDP} = 0,46$ $\beta_{CP} \text{ EDP}$ ajustado= $\frac{2}{3} * R_{aw} + \frac{1}{3} * 1 = 1,13$	$\beta_A \text{ REN} = 0,34$ $\beta_{CP} \text{ REN}$ ajustado= $\frac{2}{3} * R_{aw} + \frac{1}{3} * 1 = 0,76$	$\beta_A \text{ EDP} = 0,58$ $\beta_{CP} \text{ EDP}$ ajustado= $\frac{2}{3} * Raw + \frac{1}{3} * 1 = 1,08$	$\beta_A \text{ REN} = 0,31$ $\beta_{CP} \text{ REN}$ ajustado= $\frac{2}{3} * R_{aw} + \frac{1}{3} * 1 = 0,67$

BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA_ METODOLOGIA BOTTOM-UP

A definição do beta do ativo de cada uma das atividades reguladas, seguindo a metodologia *bottom-up*, obriga, numa primeira fase, à definição do peso dessa atividade nos ativos das empresas, tendo em conta o postulado da aditividade do valor.

Posteriormente, é resolvida a equação que relaciona os betas de cada atividade e o seu peso no ativo total, de forma a garantir que a soma do risco de cada atividade em proporção ao seu peso reflita o risco da empresa.

Para a definição do beta do ativo da atividade de DEE do Grupo EDP, efetuou-se a resolução do seguinte sistema de equações:

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_i \beta_{Ai} x_i = \beta_{AEDP} = 0,58 \\ \bar{\beta}_{AD} < \beta_{AEDP} \\ \bar{\beta}_{AD} < \beta_{AR} \\ \bar{\beta}_{AFD} \cong 0,59 \\ \beta_{ACGE} > \beta_{AD} \\ \beta_{ORR} > \bar{\beta}_{AD} \end{array} \right. \quad (10)$$

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 atividade de Distribuição de Energia Elétrica em Portugal.
- β_{ACGE} , o beta do ativo da atividade de clientes e gestão de energia.
- β_{ORR} , o beta do ativo das atividades de outras redes reguladas (Brasil e Espanha).
- β_{AR} , o beta do ativo das atividades que digam respeito à produção de energia com fontes de energia renováveis.

Na resolução deste sistema de equações, assumiram-se um conjunto de pressupostos para a definição dos betas das atividades:

- O beta do segmento de clientes e gestão de energia que tivesse em conta as atividades liberalizadas e distintas incluídas no mesmo (comercialização versus produção não renovável) é o mais elevado das atividades da EDP, por estar exclusivamente desenvolvido em mercado.
- O beta das atividades que digam respeito à produção de energia com fontes de energia renovável é mais elevado do que o da atividade de distribuição em Portugal.
- O beta das outras redes reguladas superior ao valor médio do beta do ativo da atividade de DEE por incluir o desenvolvimento da atividade em países distintos da Península Ibérica, por exemplo, Brasil.

O valor resultante da aplicação desses pressupostos para o beta da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em Portugal do Grupo EDP é de 0,42.

BETA DO ATIVO DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA_METODOLOGIA BOTTOM-UP

Os pressupostos para o cálculo dos betas das atividades da REN foram os que se seguem:

- Um beta das atividades do setor do gás inferior ao das atividades do setor elétrico.
- Um beta resultante para a atividade de transporte de energia elétrica inferior ao beta da atividade de distribuição de energia elétrica.
- O risco dos terrenos é inferior ao dos restantes ativos, mantendo-se o valor adotado no anterior período de regulação do setor elétrico e no atual período de regulação do setor do gás (cerca de 1/3 do beta do ativo da REN do setor elétrico).

O valor resultante da aplicação desses pressupostos para o beta da atividade de Transporte de Energia Elétrica em Portugal do Grupo REN é de **0,33**.

BETAS DOS ATIVOS APLICADOS PELOS REGULADORES EUROPEUS

O quadro infra apresenta a análise descritiva dos valores dos betas dos ativos das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica considerados pelos reguladores europeus.

Quadro 8-7 – Análise Descritiva dos Betas do Ativo considerados pelos reguladores europeus

Média	ORT	0,40
	ORD	0,40
Mínimo	ORT	0,32
	ORD	0,19
Máximo	ORT	0,51
	ORD	0,54
Mediana	ORT	0,40
	ORD	0,40
Percentil 75	ORT	0,42
	ORD	0,42

Fonte: CEER

BETAS DOS ATIVOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O valor para o beta da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em Portugal do Grupo EDP está compreendido entre 0,40 e 0,42 correspondendo, respetivamente, ao valor da mediana dos valores aplicados pelos reguladores europeus e o valor apurado com a aplicação da metodologia *bottom-up*.

O beta do ativo obtido para os ativos da atividade de Transporte de Energia Elétrica situa-se no intervalo compreendido entre 0,33 e 0,40, correspondendo, respetivamente, ao valor apurado com a aplicação da metodologia *bottom-up* e à da mediana do *benchmarking* do CEER.

O quadro infra apresenta o resumo dos valores médios calculados dos betas do ativo para as empresas e para as atividades reguladas de DEE e TEE, com os valores comparativos do período de regulação que termina em 2021. Observa-se tanto no caso da atividade de distribuição de energia elétrica, como na atividade de transporte de energia elétrica que os valores para o período de regulação que se inicia em 2022 são mais elevados do que os valores implícitos nas taxas de remuneração atualmente em vigor destas atividades, refletindo, desta forma, a alteração da metodologia de regulação, para uma metodologia do tipo Totex, no período 2022-2025.

Quadro 8-8 – Betas dos ativos (valores médios) da EDP e da REN

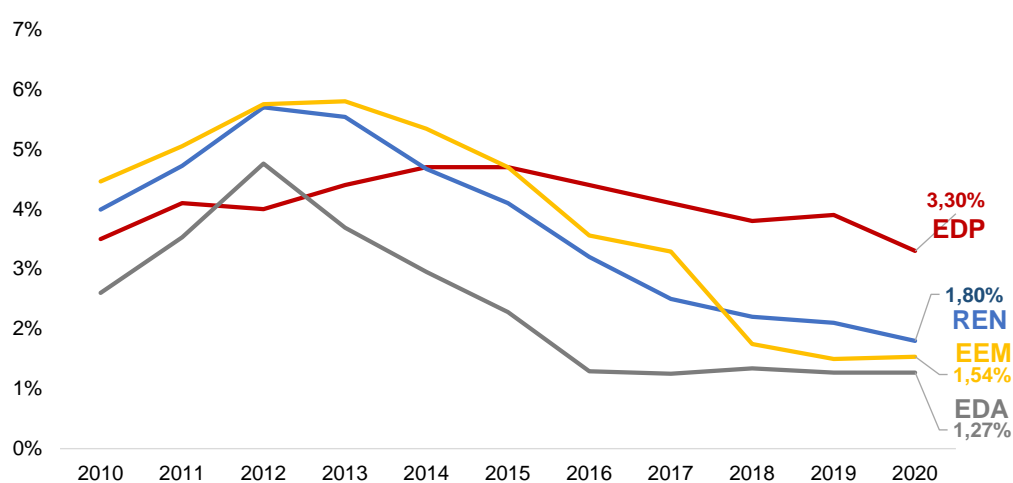
Variável	SE - PR 2018-2021		SE - 2022 a 2025	
	Beta Ativo da Empresa	β_A EDP = 0,42	β_A REN = 0,33	β_A EDP = 0,58
Beta do Ativo da Atividade Regulada	β_A DSO = 0,34	β_A TSO = 0,32	β_A DSO = 0,41	β_A TSO = 0,37

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon, EDP, REN

8.4.5 CUSTO DO CAPITAL ALHEIO

O custo da dívida é o resultado da média ponderada do custo de todos os empréstimos. Embora não reflita as atuais condições com as quais a empresa se está a conseguir financiar através de capitais alheios, indica o custo da empresa através desta fonte de financiamento. Na Figura 8-12 podemos observar a evolução do custo médio do financiamento do Grupo REN e do Grupo EDP, comparando-a com a evolução do custo de financiamento de duas outras empresas reguladas, a EDA e a EEM.

Figura 8-12 - Evolução do custo médio da dívida da EDP, REN EEM e EDA



Fonte: EDP, REN, EDA, EEM e ERSE

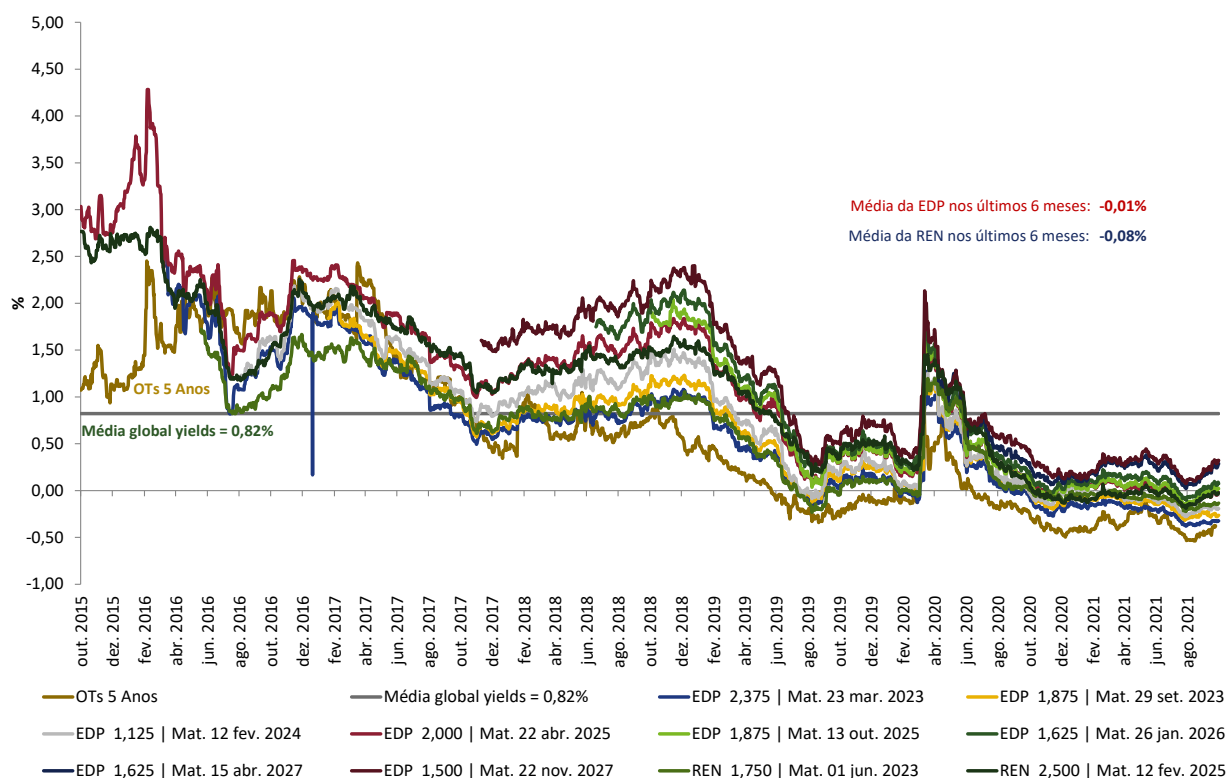
Este custo reflete os custos de financiamento do passado que poderão ou não ter de ser refinanciados, através de emissão e contratação de nova dívida presente, e os custos de nova dívida nos próximos anos.

Pode-se observar na figura acima que a partir de 2012 quase todas as empresas registaram descidas, mais ou menos acentuadas, dos seus custos médios de financiamentos, sendo esta tendência menos acentuada no caso do Grupo EDP, que regista o custo médio de financiamento mais elevado em 2020, de 3,3%. No extremo oposto, a EDA regista o custo médio da dívida mais baixo em 2020, de apenas 1,27%, sendo este sensivelmente estável desde 2016.

Os valores anteriormente apresentados dizem respeito ao custo médio de financiamento das responsabilidades financeiras acumuladas até à data. Contudo, numa análise prospetiva como é a definição do custo de capital para o próximo período de regulação importa ter em conta qual o custo de

financiamento à data. Nesse sentido, a figura seguinte apresenta a evolução das *yields* de diversas obrigações da EDP e da REN.

Figura 8-13 - Evolução das *yields* das obrigações da EDP e da REN com maturidade entre 2023 e 2027 e das OTs a 5 anos



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

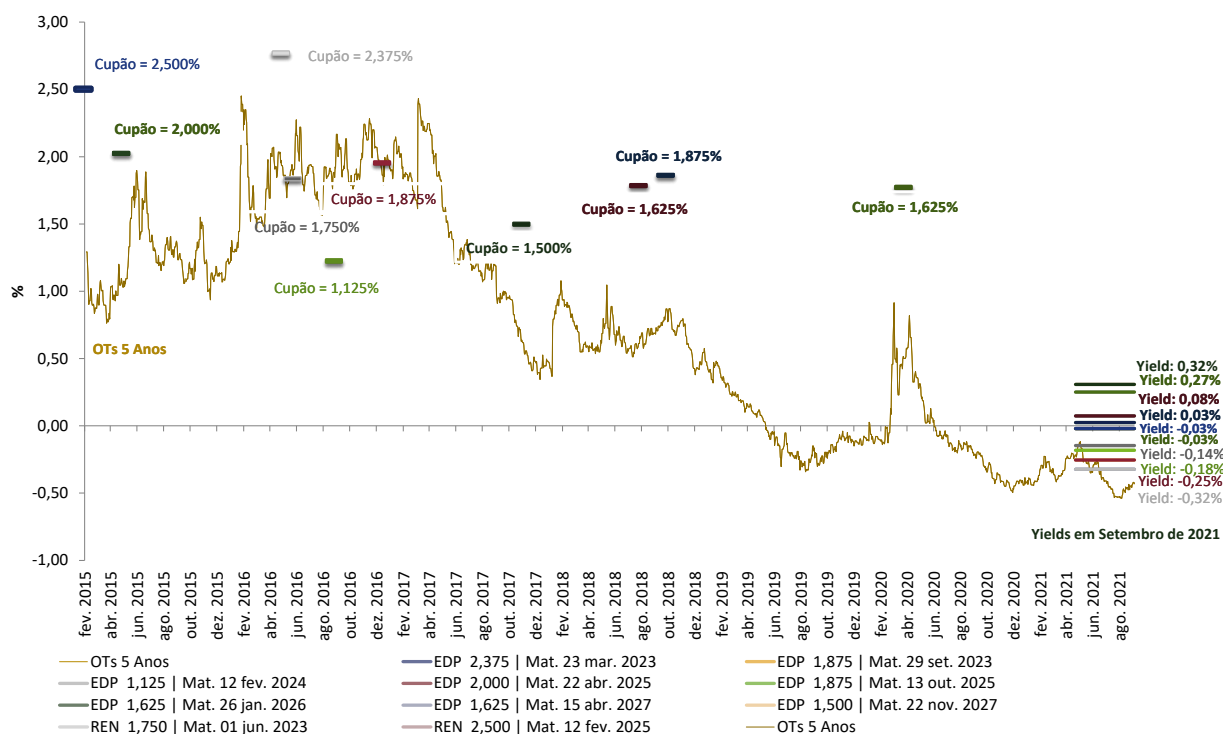
Ao longo dos últimos 24 meses, as *yields* das obrigações destas duas empresas, têm flutuado entre os -0,50% e os 0,5%, com a exceção dos primeiros meses de 2020, em que tiveram um forte crescimento em resultado dos impactes do início da situação pandémica do COVID 19.

Na Figura 8-14 seguinte pode-se observar o valor dos cupões das emissões de cupão fixo da EDP e da REN e as respetivas *yields* em setembro de 2021 para essas mesmas emissões. A última emissão da EDP para maturidades até 2027, de 750 milhões de euros, foi em abril de 2020 com cupão 1,625% e a última emissão da REN para maturidades até 2027, foi a 1,175%, de 550 milhões de euros, em junho de 2016, a maior emissão da REN no mercado atualmente.

Em 2021 continuou a observar-se uma estabilidade das taxas de juro. Em setembro de 2021, as *yields* mais baixas das analisadas, -0,32% e -0,25%, correspondiam a duas emissões da EDP de março de 2016 e de

janeiro 2017, com os cupões de 2,375% e 1,875%, respetivamente, ambas no montante 600 milhões de euros e com maturidade em 2023.

Figura 8-14 - Emissões de dívida e yields de obrigações recentes da EDP e da REN



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

O valor das *yields* corresponde, em teoria, ao valor a que as empresas se conseguem financiar no mercado no presente para as maturidades e condições semelhantes às das respetivas obrigações.

No entanto, apesar desta redução nas *yields*, a EDP tem registado um decréscimo moderado do custo médio de financiamento. De acordo com o exposto no relatório e contas relativo ao exercício de 2020, este custo da dívida do Grupo EDP deve-se ao processo de “*funding*” fora de Portugal. Em Portugal, as taxas médias de financiamento oscilaram entre 1,05% e 2%, enquanto que nas restantes geografias mais representativas, as taxas médias de financiamento oscilaram entre 2,6% e 7% (Espanha) e 0,28% e 7,75% (América da do Norte). No caso da REN, a partir de 2017 observou-se um decréscimo mais moderado do custo da dívida comparativamente ao que ocorreu no período de 2013 a 2017, onde se tinha observado um decréscimo acentuado do custo da dívida. Finalmente, importa referir que a diminuição das *yields* reflete, em parte, o programa de aquisição mensal de títulos de dívida do BCE.

Adicionalmente, o comportamento do custo médio de financiamento do Grupo EDP terá explicação nas decisões estratégicas da empresa na complexa gestão da dívida, no âmbito da sua multiplicidade de atividades e negócios e diversidade geográfica, não devendo ser, contudo, um reflexo imediato e direto do custo médio de financiamento da dívida das atividades reguladas, que vai para além destas atividades.

PRÉMIO DE RISCO DA DÍVIDA

O prémio de risco da dívida deve refletir a diferença entre o retorno esperado no horizonte temporal definido e o retorno verificado no final desse horizonte temporal. O risco da dívida reflete, assim, um risco específico da empresa: o risco de *default*. Este risco da dívida depende de 3 fatores: i) capacidade de gerar *cash flows*, ii) valor relativo desses *cash flows* em relação às obrigações de pagamentos de juros e amortização de dívida e iii) volatilidade dos *cash flows*. A diferença entre a taxa de juro com risco e a taxa de juro sem risco é o risco de *default*.

O custo do capital alheio (dívida) é estimado pela adição da taxa de juro sem risco ao *spread* de risco de crédito (*default spread*), dependendo do risco de crédito na empresa. Assim, para esta metodologia é aplicada a seguinte fórmula:

$$R_d = R_f + DS \quad (11)$$

em que,

DS=Default Spread=PR_d=Prémio de risco da dívida

Ou seja,

$$R_d = R_f + PR_d \quad (12)$$

Deve ser salientado que a incerteza quanto à evolução futura dos custos de financiamento é acomodada de duas formas. Por um lado, a maturidade das emissões a médio e longo prazo das empresas, sendo superior ao período de regulação, reduz o risco de refinanciamento. Por outro lado, o risco de uma eventual alteração das condições de financiamento das empresas, por via de alterações do *rating* e dos riscos do país, encontra-se parcialmente absorvido através do mecanismo de indexação do custo de capital, que se mantém no presente período de regulação.

O mecanismo de indexação, que será desenvolvido mais adiante, acrescenta um efeito adicional de amortecimento de eventuais alterações adversas das condições de financiamento. Registe-se, igualmente,

que a incerteza quanto à evolução futura da taxa de juro sem risco está, também, considerada por este mecanismo de indexação.

Damodaran (2021) assinala um custo da dívida na ordem dos 3,35% para as empresas da Europa Ocidental. Considerando a taxa de juro sem risco de 0,06%, determinada em 8.4.2, este custo da dívida implica um prémio de risco da dívida a rondar 3,29%. Recorde-se que esta taxa está em linha com o custo da dívida reportado pelo Grupo EDP. Complementarmente, a pressão inflacionista e uma futura redução dos estímulos à liquidez do BCE criam incertezas de médio prazo sobre o comportamento das taxas de juro, estando latente uma potencial subida das taxas. Desta forma, a definição de um prémio de risco da dívida deve ponderar a performance recente das empresas, bem como as expectativas de médio prazo associadas à maturidade do período regulatório.

Tendo em conta, por um lado, a evolução descendente do custo médio de financiamento das várias empresas do setor elétrico com atividades reguladas, bem como, as *yields* das obrigações da REN e da EDP, que reflete a evolução descendente das condições gerais de financiamento, visível na diminuição da taxa de juro sem risco, e por outro, as expectativas de médio prazo, a ERSE entendeu definir um *spread* de 3,25%, como prémio de risco da dívida, 0,75 pontos percentuais acima do definido para o período de regulação de 2018 a 2021 do elétrico. Este *spread* é considerado como eficiente para o nível de risco das atividades reguladas expeável para o próximo período regulatório. Nesta decisão, a ERSE ponderou igualmente, entre outros fatores, os *spreads* aplicados a empresas de dimensão e *ratings* comparáveis.

Adicionalmente, importa sublinhar que o CCMP é aplicado na remuneração não apenas de ativos que entrarão em exploração no próximo período de regulação, como, sobretudo, em ativos entrados em exploração há vários anos e cujo custo médio de financiamento reflete a atual estrutura de capital das empresas.

É de salientar, igualmente, que a redução das taxas de juro de referência observada anteriormente pode não ter reflexo imediato nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável, sendo que a redução dos custos de financiamento para as empresas, que têm uma estrutura de financiamento com maior peso de taxa fixa, não observam uma redução tão diretamente correlacionada com a descida das *yields*. Desta forma, empresas com uma estrutura de financiamentos com maior peso de taxa fixa, não observam uma redução tão imediata, podendo registar um alargamento do *spread* entre o custo médio de financiamento e as taxas de referência aumentar.

O valor definido para o prémio de risco da dívida é apresentado no quadro seguinte, onde se compara este valor com o definido no anterior período de regulação do setor elétrico e do período de regulação atual do setor do gás.

Quadro 8-9 - Prémio de risco da dívida

Variável	PR SE 2018-2020	GN 2020 a 2023	PR SE 2022-2025
Prémio de risco da dívida (PRd)	2,50%	2,75%	3,25%

Fonte: Refinitiv Eikon, CEER, ERSE.

VALORES DEFINIDOS PARA O CUSTO DO CAPITAL ALHEIO

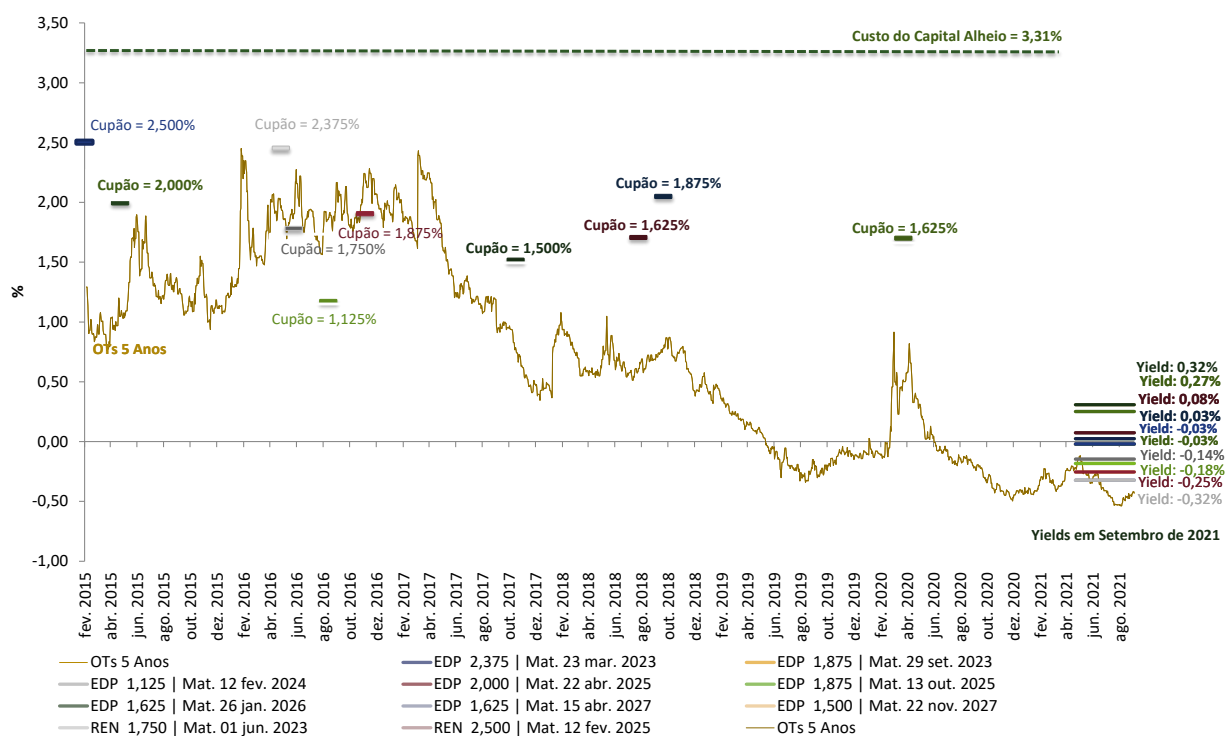
Assim, o valor definido para o custo da dívida é de 3,31%¹¹¹, que resulta da aplicação da fórmula seguinte:

$$R_d = R_f + PR_d = 0,06\% + 3,25\% = 3,31\% \quad (14)$$

Na figura abaixo, pode-se comparar o valor definido pela ERSE com os cupões das emissões recentes e as *yields* respetivas.

¹¹¹ Este custo de capital alheio está em linha com o valor calculado por Damodaran (janeiro, 2021) para as empresas da Europa ocidental. <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/waccEurope.xls>

Figura 8-15 - Emissões recentes de dívida da EDP e REN, *yields* respetivas em setembro de 2021 e valor para o custo do capital alheio



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

8.5 CUSTO DO CAPITAL MÉDIO PONDERADO PARA 2022

ATIVIDADES DE TEE E DE DEE

Nos quadros infra apresentam-se um resumo de todas as variáveis e metodologias para o período de regulação 2022-2025 e os valores definidos para o CCMP em 2022.

Quadro 8-10 - Resumo das variáveis para cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor elétrico

Variável	Metodologia GN 2020 a 2023				
Taxa de imposto (T)	31,5% Taxa de IRC de 21% + derrama Municipal de 1,5% + derrama Estadual de 9%				
Taxa de juro sem risco (Rf)	0,06% Média geométrica de 5 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha e Países Baixos				
<i>Gearing</i> (G)	Valor teórico de 50% tendo em conta valores reais e os valores definidos pelos reguladores europeus				
Prémio de risco da dívida (PRd)	3,25% Análise de <i>benchmark spread</i> para empresas com ratings semelhantes e custo médio de financiamento				
Prémio de risco de mercado (PRm)	Valor definido entre 3,95% e 5,10% , tendo em conta os valores aplicados pelos reguladores europeus, o <i>spread</i> entre rentabilidade S&P 500 e obrigações EUA a 10 anos e o <i>spread</i> de risco de país				
Beta Ativo (β_A) e Capital Próprio (β_{cp})	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 50%; text-align: center;">β_{cp} EDP = 1,08; β_A EDP = 0,58; β_A DSO = 0,41</td> <td style="width: 50%; text-align: center;">β_{cp} REN = 0,67; β_A REN = 0,31; β_A TSO = 0,37</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;"><i>Bottom-up</i> Betas, beta do capital próprio ajustado=$2/3*Raw+1/3*1$</td> </tr> </table>	β_{cp} EDP = 1,08; β_A EDP = 0,58; β_A DSO = 0,41	β_{cp} REN = 0,67; β_A REN = 0,31; β_A TSO = 0,37	<i>Bottom-up</i> Betas, beta do capital próprio ajustado= $2/3*Raw+1/3*1$	
β_{cp} EDP = 1,08; β_A EDP = 0,58; β_A DSO = 0,41	β_{cp} REN = 0,67; β_A REN = 0,31; β_A TSO = 0,37				
<i>Bottom-up</i> Betas, beta do capital próprio ajustado= $2/3*Raw+1/3*1$					
Custo da dívida ($R_d=R_f+PR_d$)	3,31% = = 0,06% + 3,25%				

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon, EDP, REN, CEER

Quadro 8-11 - Custo de Capital Médio Ponderado da a atividade de DEE e da atividade de TEE para 2022

		Atividade de Distribuição de Energia Elétrica		Atividade de Transporte de Energia Elétrica	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Taxa de juro nominal sem risco	A	0,06%	0,06%	0,06%	0,06%
Prémio de dívida	B	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%
Custo da dívida antes de impostos	C=A+B	3,31%	3,31%	3,31%	3,31%
Custo da dívida depois de impostos	D=Cx(1-J)	2,27%	2,27%	2,27%	2,27%
Gearing (Dívida/[Capital próprio+Dívida])	E	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	F'	3,95%	5,10%	3,95%	5,10%
Prémio de risco país (rating)	F''	1,41%	1,41%	1,41%	1,41%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	F = F' + F''	5,37%	6,51%	5,37%	6,51%
Beta do capital próprio	G	0,68	0,70	0,56	0,68
Custo do capital próprio depois de impostos	H=A+(FxG)	3,70%	4,65%	3,05%	4,48%
Custo do capital próprio antes de impostos	I=H/(1-J)	5,40%	6,79%	4,46%	6,54%
Taxa de imposto	J	31,50%	31,50%	31,50%	31,50%
Custo de capital antes de impostos	K=(CxE)+(Ix[1-E])	4,36%	5,05%	3,88%	4,92%
Valor proposto		4,70%		4,40%	

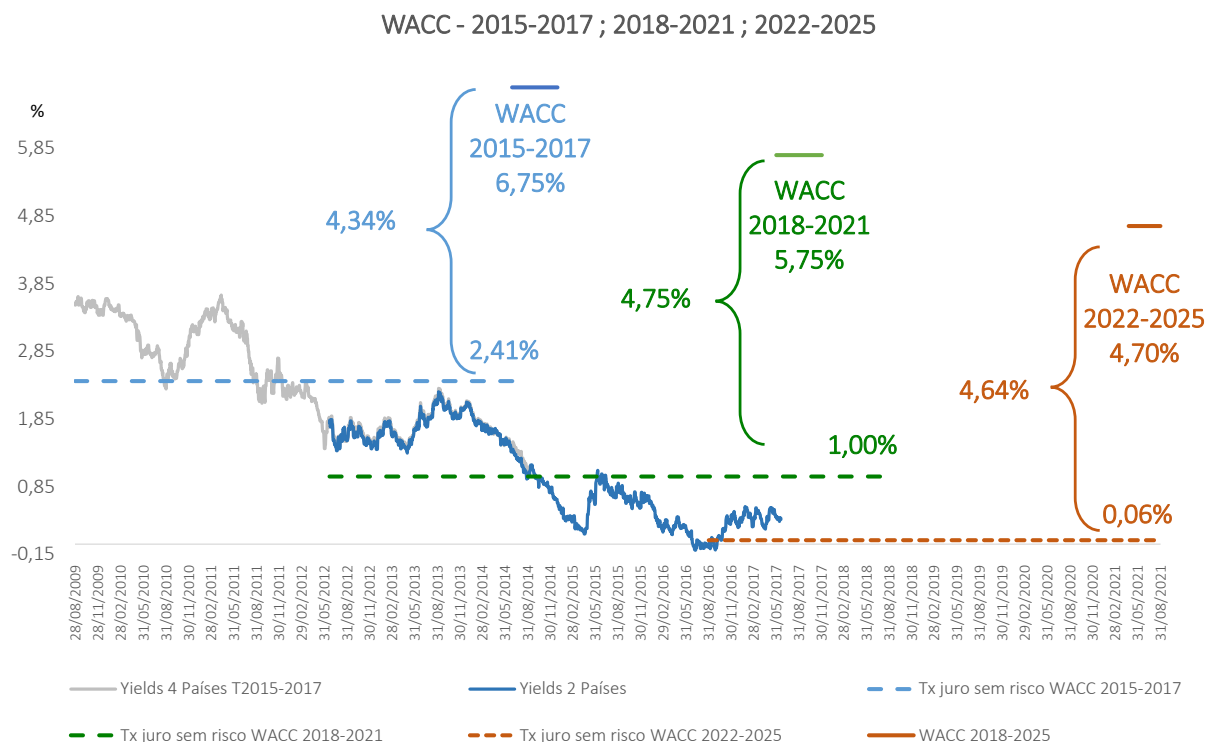
Fonte: ERSE

A taxa de remuneração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) aplica-se à atividade de DEE do continente, de DEE das Regiões Autónomas (RA), de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do CUR e de Comercialização de Energia Elétrica das RA. A taxa de remuneração das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) nos ativos não valorizados a custos de referência, de GGS e de AEEGS das RA.

Tal como no anterior período de regulação, os ativos valorizados a custos de referência na atividade de TEE, que correspondem em grande parte a ativos entrados em exploração após 2008, beneficiam de um prémio de 0,75pp.

Finalmente, importa sublinhar que estas taxas de remuneração estão coerentes com o atual contexto financeiro e económico e com as práticas seguidas nos períodos de regulação anteriores. Tal pode ser observado na Figura 8-16, que compara os diferenciais entre os CCMP definido em anteriores períodos regulatórios e no período 2022-2025 e a média das *yields* das obrigações com maturidade de 10 anos, dos países com *rating* AAA, (o valor da taxa de juros sem risco). À data da definição do CCMP, o *spread* entre a taxa de juro sem risco e o CCMP era de 4,34% e 4,75% para os anteriores períodos regulatórios, em linha com o *spread* de 4,64%, implícito no período de regulação que se iniciará em 2022.

Figura 8-16 - CCMP 2015-2017, CCMP 2018-2021 e CCMP 2022-2025 vs media *yields* obrigações com maturidade a 10 anos



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

OLMC

No Quadro 8-12 apresenta-se o custo de capital para o Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC). A taxa de remuneração a aplicar ao valor médio dos ativos líquidos é de **1,5%**, uma vez que se considera que o risco associado a esta atividade é equivalente ao risco do “Estado Português”, por a entidade que desenvolve esta atividade ser uma entidade pública sem fins lucrativos. Desta forma, o custo de capital para este operador é definido pela seguinte fórmula:

$$\text{Custo de Capital (antes de impostos)} = \text{Taxa de juro sem risco}_{R_f} + \text{Spread de Risco de País} \quad (15)$$

Quadro 8-12 - Custo de Capital do OLMC

SE 2022 a 2025					
Custo de Capital Proposto (Antes de Impostos)	Custo de Capital (Antes de Impostos)	=	Taxa de juro sem risco (Rf) (Média geométrica de 5 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA: Alemanha e Países Baixos)	+	Spread risco país (Spread das médias a 5 anos das <i>yields</i> das obrigações com maturidade a 10 anos, entre Portugal e de Alemanha e Países Baixos)
1,50%	1,47%	=	0,06%	+	1,41%

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

8.6 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO PARA O PERÍODO 2022 A 2025

Tal como foi aplicado ao setor elétrico a partir do período de regulação 2012-2014 e ao setor do gás desde o ano gás 2013-2014, mantém-se para o período de regulação 2022-2025 um mecanismo que permite refletir no custo de capital a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas.

O valor base para o custo do capital que se apresentou no capítulo anterior incorpora expectativas para o futuro dos mercados, com base nos dados do passado recente. No entanto, consciente da, ainda presente, instabilidade no quadro económico-financeiro, não se pretende penalizar os agentes com base em previsões incertas. Para este fim, atendendo a que o custo de capital deve ser “*forward-looking*”, foi dada continuidade ao implementado nos períodos regulatórios anteriores, e também para o setor do gás, 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.

Importa, contudo, realçar que o presente mecanismo de indexação, em que as taxas de remuneração variam em função da variação da variação das *yields* das Obrigações do Tesouro (OT), foi introduzido no período regulatório de 2012 a 2014, numa época em que o país tinha solicitado a assistência financeira junto de instituições financeiras internacionais. Este mecanismo, que não existe noutros países europeus, diminui o risco sistemático das atividades reguladas e, conseqüentemente, justifica a aplicação de taxas de remuneração mais baixas do que noutros países com contextos macroeconómicos semelhantes. Este

mecanismo permite, por exemplo, que a taxa de remuneração se adapte aos impactes nas condições de financiamento do incremento previsto nas taxas de inflação.

Registe-se que, sem prejuízo dos potenciais impactos da atual situação pandémica, observa-se atualmente uma maior estabilidade da conjuntura económica e financeira que tem levado, sucessivamente, as agências financeiras a retirar Portugal de ratings especulativos. Esta estabilidade e incremento do rating também se deve aos apoios financeiros promovidos pelas instâncias europeias, que se perspectiva deverão manter-se no médio prazo.

Desta forma, a ERSE entendeu rever em baixo o impacte da variação das OT na variação da taxa de remuneração.

Assim, os custos de capital, anteriormente definidos, serão atualizados com base na cotação média diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, apresentando um limite superior (*cap*) e um limite inferior (*floor*). O *cap* permite dar um sinal claro às empresas de que não devem continuar a investir, tendo em conta o impacte tarifário decorrente da remuneração de tais investimentos.

No entanto, esta indexação não se aplica no caso da taxa de remuneração do OLMC, porque esta taxa não subentende qualquer remuneração do capital alheio, sendo por isso, menos sensível à evolução do contexto financeiro nacional.

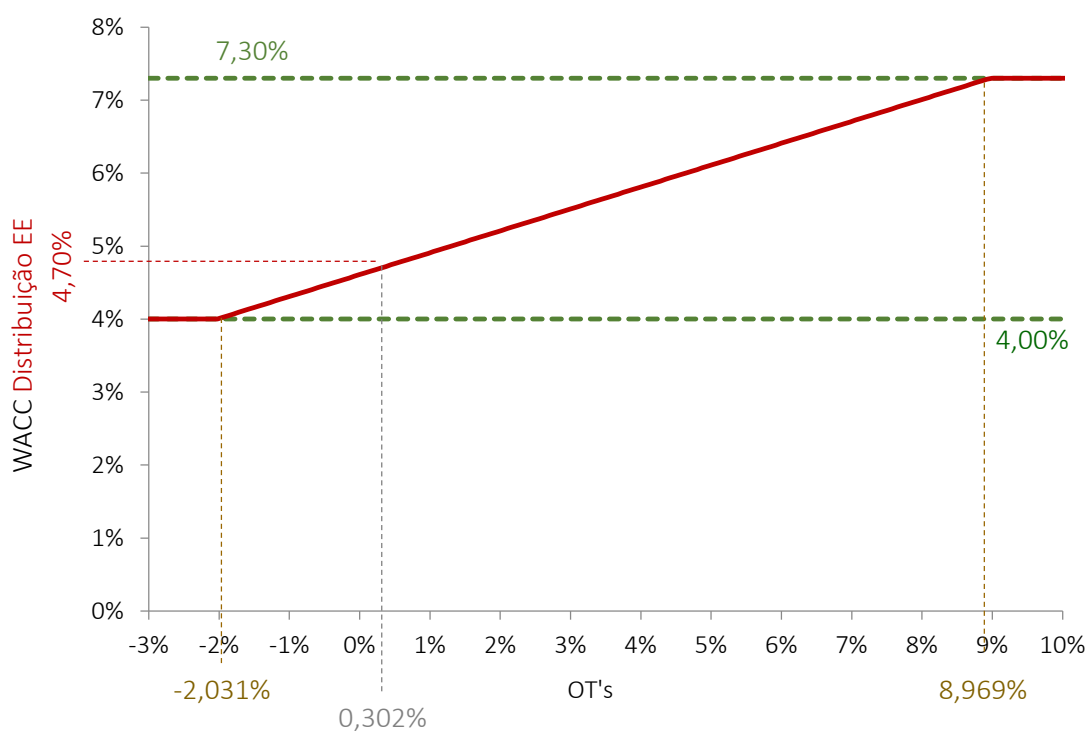
Assim, o CCMP apresentado configura uma previsão que será revista anualmente com base no valor do indexante verificado.

8.6.1 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

- O CCMP é indexado à média das cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal).
- O ponto de partida do indexante é 0,302%. Valor obtido tendo em conta a média aritmética da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, nos três meses terminados a 15 de novembro de 2021.
- Para efeitos de determinação do CCMP do ano t , será considerada a média dos valores diários do indexante de outubro do ano $t-1$ a setembro do ano t , sendo a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas.
- A relação entre a variação das *yields* das OT e do CCMP é linear.

- Uma variação de 1pp das yields das OT implica uma variação de 0,3pp do CCMP.
- O valor mínimo do CCMP é 4,00%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de -2,031%.
- O valor máximo do CCMP é 7,3%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 8,969%.
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de -2,031%, o CCMP mantém-se em 4,00%.
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 8,969%, o CCMP mantém-se em 7,30%.

Figura 8-17 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica



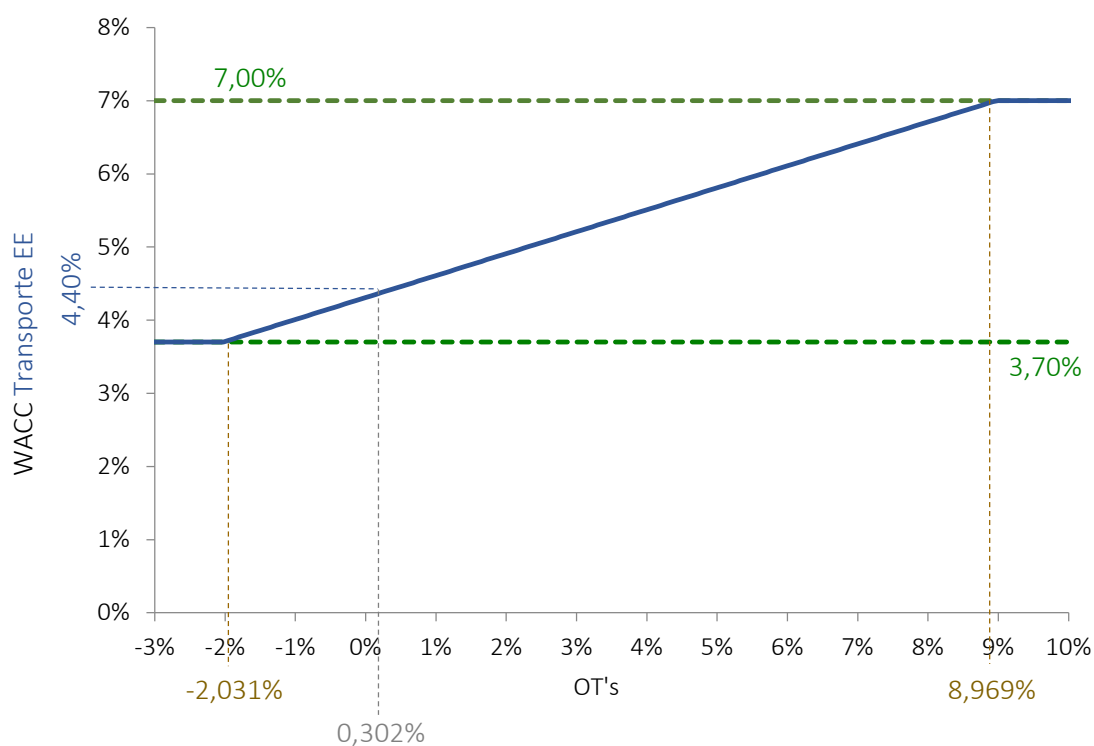
Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Refinitiv Eikon

8.6.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

- O CCMP é indexado à média das cotações diárias das OT da República Portuguesa com maturidade a 10 anos para empréstimos em euros (fonte Banco de Portugal).
- O ponto de partida do indexante é 0,302%. Valor obtido tendo em conta a média aritmética da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, nos três meses terminados a 15 de novembro de 2021.

- Para efeitos de determinação do CCMP do ano t, será considerada a média dos valores diários do indexante de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, sendo a média será filtrada de 1/12 avos das cotações mais altas e de 1/12 avos das cotações mais baixas.
- A relação entre a variação das *yields* das OT e do CCMP é linear.
- Uma variação de 1pp das *yields* das OT implica uma variação de 0,3pp do CCMP.
- O valor mínimo do CCMP é 3,70%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de -2,031%.
- O valor máximo do CCMP é 7,00%, tendo subjacente um valor médio das *yields* das OT de 8,969%.
- Para valores médios das *yields* das OT abaixo de -2,031%, o CCMP mantém-se em 3,7%.
- Para valores médios das *yields* das OT acima de 8,969%, o CCMP mantém-se em 7,00%.

Figura 8-18 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte e Gestão de Sistema



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Refinitiv Eikon

9 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Neste ponto apresentam-se as análises efetuadas aos custos da atividade de comercialização dos comercializadores do mercado regulado do setor elétrico SU Eletricidade, EDA e EEM, que são desagregadas da seguinte forma:

- i) a análise respeitante aos níveis de custos onde se procura definir os custos de referência desta atividade e,
- ii) a análise relativa à definição da repartição da componente fixa e variável.

9.1 NÍVEIS EFICIENTES DE CUSTOS

9.1.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 55.º do Decreto-Lei n.º 62/2020, de 28 de agosto, a ERSE deverá definir, anualmente, custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente.

Tal como referido em processos anteriores, o cumprimento do requisito legal suprarreferido, levou a ERSE a implementar, a partir de 2013, um processo anual de recolha de informação sobre a atividade de comercialização através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás. Este processo tem-se caracterizado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado. Na análise efetuada para o ano de 2013, a amostra inicial incluía os dados de 23 empresas, enquanto para a presente análise da amostra base já inclui 53 dezenas de empresas comercializadoras (desde de 2013 que se observa entradas e saídas de empresas nesta atividade). Este crescimento foi justificado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado decorrente de iniciativas de promotores nacionais e de outros países, designadamente de Espanha.

Este alargamento da amostra produz elevados benefícios para a presente análise em resultado do incremento da informação sobre os recursos necessários para o desenvolvimento da atividade de comercialização, bem como, novos desafios para o processo de recolha dessa mesma informação anual. Neste tipo de análises importará garantir a comparabilidade da informação suportada numa harmonização dos procedimentos de reporte. Os regulamentos regulatórios determinam, em geral, para um comercializador regulado, o reporte dos gastos por segmentos, nomeadamente, pela atividade de compra

e venda de energia, atividade de compra e venda de acessos à rede de transporte e distribuição (infraestruturas) e a estrita atividade de comercialização. A publicação dos custos de referência e a presente análise referem-se unicamente à última atividade, excluindo os impactos associados à compra e venda de energia e acessos. Os novos operadores de mercado tendem a apresentar um menor domínio desta terminologia e respetivos requisitos de reporte associados ao processo regulatório das diferentes atividades e funções das cadeias de valor dos setores da energia elétrica e do gás.

A distinção dos diferentes segmentos de atividade associados aos comercializadores de energia impacta numa maior complexidade do processo de recolha de informação, por obrigar à realização de um processo adequado de alocação dos gastos por atividade e, posterior, reporte. Acresce o facto de alguns operadores estarem integrados em grupos económicos internacionais com processos de reporte contabilístico distintos.

A entrada de novos comercializadores tem levado a ERSE, aquando do processo de submissão dos questionários, a desenvolver, diversas interações de clarificação do procedimento de reporte da informação junto dessas empresas.

Em 2021, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2020, bem como, solicitou o preenchimento do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2020. Neste processo foram inquiridos um universo de 54 comercializadores, tendo-se obtido 42 respostas. À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressaltar que os dados dos inquiridos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial. A Figura 9-1 identifica as empresas e/ou os grupos económicos que efetivaram uma resposta ao questionário e/ou procederem à divulgação de informação relativa ao ano de 2020 no contexto do referido questionário.

Recorda-se que os dados obtidos das 42 respostas recebidas relativamente à caracterização da atividade comercialização no ano de 2020 foram integrados na base dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Esta base de dados incorpora a informação económica e física sobre atividade de comercialização de energia elétrica e de gás desde o ano de 2009. Contudo, os dados apenas apresentavam maior consistência para efeitos de comparação entre empresas a partir de 2013. Deste modo, as análises efetuadas anualmente pela ERSE apenas considerado os dados a partir deste ano. O presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2013 a 2020, resultando numa amostra inicial de 261 observações.

Da análise prévia da amostra observou-se que continua a existir algumas empresas que se apresentam numa fase embrionária da sua atividade, por força da continua entrada de novos *players* e/ou da elevada especificidade da sua atividade operacional (por exemplo, centralizadas no fornecimento a clientes industriais). Estas especificidades criam significativos enviesamentos nos resultados e o surgimento de observações *outliers* ao nível dos custos unitários apresentados. Neste sentido, optou-se, nesta fase, pela aplicação da metodologia do *Filtro de Tukey* para se proceder à eliminação destas observações. A aplicação desta metodologia resultou numa amostra de 206 observações.

Figura 9-1 - Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



Fonte: ERSE

9.1.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A atividade de comercialização de energia e respetiva envolvente tem sofrido diversas mutações em resultado das transformações tecnológicas e organizacionais significativas que têm ocorrido nos últimos anos no setor energético. Salvaguardando algumas situações regionais, ao nível das alterações organizacionais, destaca-se o processo com relativa maturidade associado às *utilities* do setor energético. Estas deixaram de ser entendidas como monopólios naturais verticalmente integrados e de propriedade estatal devido, na maioria dos países ocidentais, a processos de *unbundling* das atividades do setor: produção, transporte e distribuição. No caso particular da atividade de comercialização sobressai a liberalização do mercado retalhista do setor elétrico e gás, cuja dinâmica, no caso dos países da União Europeia, tem sido definida pelas diversas diretivas europeias. Este aspeto tem implicado uma dinâmica na estrutura empresarial da atividade de comercialização de energia com entradas e saídas de comercializadores, reestruturações empresariais, incluindo processos de aquisições e fusões entre as empresas comercializadoras. Além do mais, a atividade de comercialização no mercado liberalizado tem assumido maior complexidade por a oferta dos comercializadores deste mercado ter vindo a deixar de ser exclusivamente uma “oferta do serviço de fornecimento de energia”. Cada vez mais, a oferta do serviço de energia destes operadores surge integrado num *mix* de produtos ou serviços, à semelhança do que se observou na área das telecomunicações, e inclui outros serviços, como o fornecimento de painéis solares, serviços de assistência técnica, etc.

Neste sentido, tanto a nível europeu, como no caso português, tem ocorrido um processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de energia elétrica e gás. As origens empresariais destes novos *players* não se limitam apenas ao sector energético, observando-se entradas de novos operadores oriundos de grupos económicos com atividades distintas do setor energético, em resultado de estratégia de diversificação do negócio ou suportado em estratégias de marketing para a conceção de produtos multisserviços. A regulamentação associada ao processo de *switching* dos clientes tem facilitado este processo. Concomitantemente, têm começado a surgir comercializadores com diferentes perfis, quer no que respeita à sua escala, quer em relação às condições de laboração.

Este crescimento do número de comercializadores significará a existência de uma diversidade de perfis de empresas participantes no segmento liberalizado da atividade de comercialização de energia elétrica. Esta diversidade significa ser expectável que as diferentes empresas apresentem estruturas de custos diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, a localização e a dispersão da atividade,

perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, serviços prestados, etc.

O Quadro 9-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (do ano 2013 a 2020) considerando três indicadores: número de clientes, custos totais operacionais da atividade de exploração e o custo operacional unitário por cliente. Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 9-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2020

Clientes (#)			Custo Total (€)			Custo Unitário por Cliente		
Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores
1%	267	79	1%	31 323	5 792	1%	17,82 €	16,43 €
5%	1 085	152	5%	59 760	21 159	5%	20,77 €	17,33 €
10%	1 987	267	10%	73 022	31 323	10%	25,58 €	17,82 €
25%	4 256	446	25%	223 554	36 339	25%	33,82 €	17,86 €
50%	17 877	Maiores	50%	1 208 135	Maiores	50%	42,59 €	Maiores
75%	136 634	4 033 167	75%	6 327 446	136 000 000	75%	65,89 €	304,34 €
90%	534 905	4 101 497	90%	24 800 000	140 000 000	90%	143,12 €	311,88 €
95%	1 511 575	4 108 411	95%	37 900 000	155 000 000	95%	171,63 €	315,00 €
99%	4 101 497	4 129 827	99%	140 000 000	162 000 000	99%	311,88 €	352,62 €
Média	261 712	Observações	Média	9 753 711	Observações	Média	65,77 €	Observações
Desvio Padrão	749 197	206	Desvio Padrão	25 600 000	206	Desvio Padrão	59,88 €	206

Fonte: ERSE

Deste modo, na presente secção analisa-se a diversidade de perfis na atividade de comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e de gás. Para efeitos de análise dos diferentes perfis de consumo, foram tidas em conta as seguintes características diferenciadoras, em linha com o já referido anteriormente e cuja informação se encontra disponível, reportada ou obtida de forma fiável:

- **segmento de negócio** – atividade realizada só no setor do gás; atividade realizada só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores;
- **enquadramento regulatório** – empresa regulada ou empresa não regulada;
- **dimensão** – medida pelo número de clientes reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2020.

Tal como referido no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico», o procedimento de análise dos custos de referência da atividade de comercialização deixou de incluir o fator *inserção em grupo empresarial*. Recorde-se que esta opção foi justificada pelo incremento do número e da diversidade de *players* na atividade de comercialização e que em relação aos quais não é possível obter o mesmo nível de informação sobre a sua estrutura acionista que possa garantir

uma correta classificação da entidade. Desta forma, por prudência, optou-se por não considerar este fator na análise descritiva como variável distintiva e, por esta via, de categorização das empresas incluídas na amostra. Contudo, à semelhança do ocorrido em análises anteriores, esta opção não inviabilizou que na análise preliminar aos dados da amostra inicial, suportada no conhecimento do setor, se identificasse a existência de um conjunto de empresas pertencentes a grupos económicos. No caso destas empresas, observou-se que a sua estrutura de gastos resultava de um processo de decisão ao nível do grupo económico em detrimento de opções individuais de cada empresa que originassem características distintas entre elas. Nestes casos, optou-se por considerar na amostra uma única entidade, isto é, a entidade em análise passa a ser o grupo e não as empresas individualmente. Este procedimento permitiu produzir uma informação mais robusta, mais fidedigna do desempenho destas empresas. Este processo levou à redução da amostra para 144 observações, apresentando-se a análise descritiva no quadro infra.

Quadro 9-2 - Análise Descritiva da Amostra C/ Grupos Económicos – 2013 a 2020

<i>Cientes (#)</i>			<i>Custo Total (€)</i>			<i>Custo Unitário por Cliente</i>		
<i>Percentil</i>	<i>Valor</i>	<i>Menores</i>	<i>Percentil</i>	<i>Valor</i>	<i>Menores</i>	<i>Percentil</i>	<i>Valor</i>	<i>Menores</i>
1%	152	79	1%	21 159	5 792	1%	17,82 €	16,43 €
5%	723	152	5%	61 364	21 159	5%	20,13 €	17,82 €
10%	1 569	267	10%	111 277	31 323	10%	31,69 €	17,86 €
25%	4 419	446	25%	327 842	36 339	25%	38,78 €	18,07 €
50%	63 213	Maiores	50%	4 184 298	Maiores	50%	56,59 €	Maiores
75%	258 043	4 033 167	75%	10 600 000	136 000 000	75%	101,38 €	247,07 €
90%	995 449	4 101 497	90%	30 900 000	140 000 000	90%	153,71 €	304,34 €
95%	2 538 819	4 108 411	95%	68 900 000	155 000 000	95%	204,35 €	315,00 €
99%	4 108 411	4 129 827	99%	155 000 000	162 000 000	99%	315,00 €	352,62 €
Média	374 394	Observações	Média	14 000 000	Observações	Média	76,41 €	Observações
Desvio Padrão	875 770	144	Desvio Padrão	29 700 000	144	Desvio Padrão	61,12 €	144

Fonte: ERSE

DIMENSÃO

Da análise do Quadro 9-1 e do Quadro 9-2 observa-se, tal como tem vindo a ocorrer nas últimas análises, entre a amostra dos comercializadores, uma elevada heterogeneidade ao nível da sua dimensão. Cerca de 50% das observações corresponde a comercializadores abaixo dos 18 000 clientes (o mesmo resultado tinha sido obtido em 2020). A amostra apresenta uma dimensão média dos operadores a rondar os 262 000 clientes (em 2020 este valor situava-se nos 268 000 clientes). Esta evolução reflete a entrada de novos *players* de menor dimensão, principalmente, comercializadores que se encontram a iniciar a sua atividade. Com o agrupamento de algumas empresas em grupo económicos, observa-se que 50% das observações passam a corresponder a comercializadores com menos de 65 000 clientes e a média da amostra passa

para cerca de 374 000 clientes. No entanto, à semelhança do observado nos resultados de anos anteriores, os valores do desvio padrão e dos intervalos dos percentis continuam a evidenciar uma elevada dispersão das dimensões dos operadores. Refira-se que a literatura económica aponta para uma vantagem económica das empresas de maior dimensão (por exemplo, em termos de número de clientes ou volume de negócios por beneficiarem de economias de escala (Lehto, 2011)¹¹².

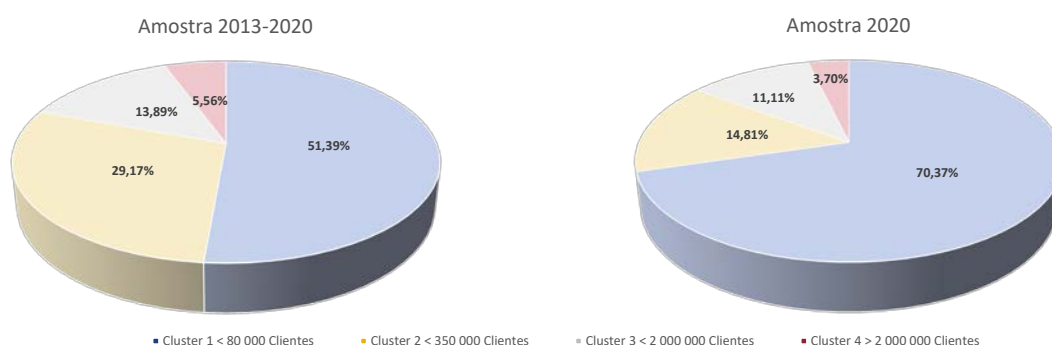
A heterogeneidade observada nos comercializadores ao nível da dimensão, medida pelo número de clientes da amostra recolhida no âmbito desta análise, tem constituído uma característica recorrente, que torna complexa a análise da performance económica destas empresas ao nível dos gastos operacionais. Neste caso específico, a análise apenas suportada no nível de gastos sem uma prévia consideração do impacto do fator dimensão produziria resultados e conclusões enviesadas e de reduzida utilidade por se comparar empresas com características distintas. Neste sentido, justifica-se a manutenção da opção ocorrida nas análises efetuadas em anos anteriores, de aplicar-se uma metodologia estatística de análise de *clusters* para a obtenção de grupos ou classes de dimensão homogéneas dos diferentes comercializadores. Recorde-se que esta metodologia constitui um procedimento que permite constituir grupos homogéneos, recorrendo a um conjunto de variáveis, a partir de uma amostra de indivíduos ou entidades heterogéneas. O resultado final do agrupamento deve permitir que objetos pertencentes a um dado grupo sejam similares ou relacionados e distintos ou não relacionados com os objetos incluídos noutros grupos.

Esta metodologia pode ser dividida em dois grandes métodos: métodos hierárquicos e métodos de otimização da partição ou não hierárquicos (Everitt e al, 2011). Na presente análise utilizou-se o método de classificação por via da otimização, em particular, uma variante ao algoritmo *K-means*. A utilização deste algoritmo justifica-se por ser um método adequado às características da amostra e ser amplamente utilizado dada a estabilidade de soluções que fornece de acordo com Everitt e al, 2011. A variante utilizada foi o *K-medians*. Este procedimento segue basicamente a mesma lógica e procedimento do *K-means* mas permite evitar o possível efeito de valores extremos sobre a solução de *cluster* final (Mooi et al, 2018). Esta opção está relacionada com a heterogeneidade muita elevada do número de clientes apresentados por cada empresa da amostra.

A Figura 9-2 apresenta a caracterização, em termos do número de clientes, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia supra referida

¹¹² E. Lehto (2011), "Electricity prices in the Finnish retail market", *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

Figura 9-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

Além do menor número de operadores existentes no início do período em análise, as diferenças apresentadas entre o peso dos *clusters* na amostra resultam de os dados históricos refletirem uma predominância das empresas reguladas e de empresas de mercado ligadas a grandes grupos económicos. Os dados para o ano 2020 refletem a entrada significativa dos novos operadores de menor dimensão.

O quadro seguinte apresenta a análise descritiva dos diferentes *clusters* considerando três indicadores: número de clientes, custos de exploração e custos unitários. Da análise dos resultados é de realçar a manutenção da relação inversa entre a dimensão e o custo unitário observada em anos anteriores. Este resultado parece justificar a existência de economias de escala, já evidenciadas em análises anteriores.

Quadro 9-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1 < 80 000 Clientes	Cluster 2 < 350 000 Clientes	Cluster 3 < 2 500 000 Clientes	Cluster 4 > 2 500 000 Clientes
Clientes	Média	10 998	177 927	809 475	3 679 555
	Desvio Padrão	15 922	65 870	489 716	579 666
	Mínimo	79	84 984	359 510	2 538 819
	Máximo	70 287	333 378	2 125 324	4 129 827
Gastos Operacionais	Média	982 736 €	9 125 250 €	28 300 000 €	123 000 000 €
	Desvio Padrão	1 749 550 €	5 811 820 €	12 100 000 €	35 600 000 €
	Mínimo	5 792 €	3 269 641 €	14 000 000 €	52 000 000 €
	Máximo	10 500 000 €	32 200 000 €	68 900 000 €	162 000 000 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	5,19 €	61,22 €	43,71 €	33,26 €
	Desvio Padrão	71,67 €	31,53 €	24,81 €	7,39 €
	Mínimo	21,98 €	21,38 €	17,82 €	16,43 €
	Máximo	352,62 €	142,99 €	101,38 €	40,28 €

Fonte: ERSE

SETOR DE ATIVIDADE

Tal como referido em anos anteriores, na avaliação da atividade de comercialização de energia dever-se-á ter em consideração os eventuais efeitos do segmento de energia onde os comercializadores desenvolvem a sua atividade. No caso do presente estudo, a amostra inclui empresas especializadas na atividade de comercialização no segmento de energia elétrica ou no segmento do gás, e empresas que atuam de forma conjunta nos dois segmentos. Para avaliar o impacto destas características manteve-se o procedimento de se classificar as empresas da amostra em três categorias:

- empresas com atividade só no segmento da eletricidade;
- empresas com atividade na eletricidade e gás;
- empresas com atividade só no segmento de gás.

No caso específico da atividade de comercialização de energia no mercado português, uma análise suportada nestes três fatores permite identificar potenciais impactos da categoria onde a empresa se posiciona sobre a sua performance económica, medida pelo nível de gastos operacionais. Por exemplo, a atividade de comercialização nos dois segmentos permite a obtenção de economias de gama, proporcionadas particularmente pela utilização de recursos comuns (pessoal, balcões ou agentes de atendimento, etc.). Por outro lado, é ainda necessário ter em conta que o mercado de eletricidade é mais maduro do que o mercado do gás, pelo que algumas das empresas especializadas no segmento da eletricidade (sobretudo, as mais antigas) poderão obter vantagens de custos associadas à maior maturidade deste mercado comparativamente com o mercado de gás.

O Quadro 9-4 apresenta uma análise descritiva das três categorias supra indicadas recorrendo aos três indicadores analisados anteriormente no caso da dimensão. Os resultados obtidos no contexto da avaliação do efeito do segmento de atividade onde as empresas operam parecem sofrer alguma influência da entrada de novos *players*, da dinâmica da estrutura empresarial, das ofertas comerciais e respetivos segmentos de atuação. Os resultados das análises efetuadas em anos anteriores, considerando os dados até ao exercício económico de 2017, indicavam a existência de economias de gama na categoria de empresas que atuam, em simultâneo, no segmento elétrico e do gás ao observar-se nestas empresas um custo médio por cliente inferior ao apresentado pelas restantes categorias de empresas. Contudo, os resultados obtidos nas últimas análises, incluindo a presente (que passaram a incluir dados económicos a partir do ano de 2018), revelam um incremento do custo médio por cliente das empresas que atuam, simultaneamente, em ambos os segmentos. Na presente análise, é este sector a apresentar o custo médio mais elevado, ultrapassando o custo médio apresentado pelas empresas que atuam exclusivamente no

setor elétrico, comparando com os resultados obtidos no exercício efetuado no ano anterior. Este comportamento pode ser resultado de dois efeitos: i) as novas empresas que surgiram neste segmento serem de menor dimensão (estas, tendencialmente, apresentam um maior custo por ausência de economias de escala) e ii) as empresas existentes alterarem as ofertas incluindo novos serviços, sendo que os custos associados à operação desses serviços adicionais estarem a ser alocados ou reportados como gastos da atividade de comercialização.

As empresas que atuam unicamente no segmento do gás continuam a apresentar um gasto médio por cliente significativamente inferior ao apresentado pelas empresas que operam no segmento da eletricidade ou em ambos os segmentos. No entanto, deve-se ressaltar que estes resultados estão influenciados pelos novos comercializadores de menor dimensão. De facto, a maioria dos novos operadores que integraram a amostra nos últimos dois anos pertencem a estes dois segmentos. Adicionalmente, também se deverá realçar que a presente amostra, no que concerne às empresas a atuar exclusivamente no segmento do gás, apenas inclui empresas do mercado regulado e integradas em grandes grupos económicos.

Quadro 9-4 - Análise descritiva por Setor de Atividade

		Eletricidade	Gás	Ambos
Clientes	Média	186 530	146 004	931 498
	Desvio Padrão	516 594	156 868	1 405 902
	Mínimo	79	2 037	446
	Máximo	3 163 481	652 642	4 129 827
Gastos Operacionais	Média	4 872 980 €	5 551 806 €	38 700 000 €
	Desvio Padrão	9 161 854 €	5 739 062 €	48 700 000 €
	Mínimo	5 792 €	164 451 €	135 734 €
	Máximo	52 000 000 €	24 700 000 €	162 000 000 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	77,96 €	58,09 €	81,55 €
	Desvio Padrão	61,64 €	15,72 €	71,63 €
	Mínimo	16,43 €	38,78 €	21,38 €
	Máximo	352,62 €	102,29 €	315,00 €

Fonte: ERSE

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Na atividade de comercialização de energia elétrica e de gás coexistem dois regimes de mercado originando dois tipos de comercializadores: mercado regulado e o mercado liberalizado. No primeiro, as empresas atuam na qualidade de comercializador de último recurso e têm que cumprir um conjunto de obrigações

de serviço público como, por exemplo, a prestação universal do fornecimento de energia (elétrica ou gás). No mercado regulado os preços são fixados anualmente pela ERSE e a licença de comercializador de último recurso é apenas atribuída a um operador por área de concessão. No mercado liberalizado, o preço é definido livremente por cada comercializador em ambiente concorrencial e coexistem inúmeros operadores na mesma área geográfica. O processo de liberalização da atividade de comercialização e a extinção gradual das tarifas reguladas têm levado à transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. Neste último, em função do processo suprarreferido de liberalização da atividade de comercialização de energia, encontramos as empresas mais recentes e, conseqüentemente, de menor dimensão, enquanto no mercado regulado operam as empresas mais maduras. Naturalmente estes fatores influem nas características da atividade operacional de cada comercializador. Assim, os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras, além de um menor número médio de clientes, apresentam um gasto médio por cliente significativamente mais baixo.

Quadro 9-5 - Análise descritiva por Enquadramento Regulatório

		Não Regulado	Regulado
Cientes	Média	391 986	340 287
	Desvio Padrão	988 545	607 794
	Mínimo	79	2 037
	Máximo	4 129 827	3 163 481
Gastos Operacionais	Média	16 500 000 €	9 010 836 €
	Desvio Padrão	35 600 000 €	10 400 000 €
	Mínimo	5 792 €	164 451 €
	Máximo	162 000 000 €	52 000 000 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	89,56 €	47,87 €
	Desvio Padrão	69,03 €	18,56 €
	Mínimo	21,38 €	16,43 €
	Máximo	352,62 €	102,29 €

Fonte: ERSE

Pelo apresentado neste ponto, à semelhança do ocorrido em análises anteriores, conclui-se que a dimensão continua a apresentar-se como um fator determinante da *performance* económica das empresas, medida pelo seu nível de gastos de exploração por cliente.

Em suma, mantêm-se também como válidas as conclusões obtidas em análises anteriores e novamente comprovadas com a presente análise que os resultados obtidos para os diferentes fatores diferenciadores dos comercializadores, que não a dimensão, designadamente o enquadramento regulatório continuam a ser significativamente impactados pela dimensão das empresas que são incluídas em cada grupo. De facto, os resultados apurados para cada fator, ao nível dos custos unitários e custos de exploração, parecem refletir de forma mais acentuada o efeito dimensão, como é evidenciado no ponto seguinte.

9.1.3 BREVE ANÁLISE DA CORRELAÇÃO ENTRE CARACTERÍSTICAS DIFERENCIADORAS DAS EMPRESAS

O quadro seguinte apresenta as correlações entre os fatores distintivos dos comercializadores propostos, tendo em conta a informação reportada no questionário. Os resultados evidenciam um forte impacto da heterogeneidade da amostra, ao nível do número de clientes respetivos custos unitários, mesmos entre grupos definidos pelos fatores distintivos.

O procedimento de agregação das empresas pertencentes a grupos económicos numa única entidade sempre que se observava que a sua estrutura de gastos resultava de um processo de decisão ao nível do grupo em detrimento de opções individuais impactou fortemente no número de empresas reguladas. O menor número teve efeito no número de clusters onde estas empresas se posicionam, logo na relação com este fator.

Os resultados evidenciam que entre os diferentes fatores, o fator dimensão pode funcionar como o fator mais relevante de análise da performance económica dos comercializadores, em particular, por via da aplicação de uma análise suportada na metodologia de clusters.

Quadro 9-6 – Correlação entre Fatores

	Clientes	Custos Operacionais	Custo Operac. Unitários	Regulada	Cluster	Sector
Clientes	1,00					
Custos Operacionais	0,96	1,00				
Custo Operac. Unitários	-0,27	-0,21	1,00			
Regulada	-0,03	-0,13	-0,32	1,00		
Cluster	-0,80	-0,80	0,36	-0,08	1,00	
Sector	0,34	0,46	0,01	-0,23	-0,45	1,00

Fonte: ERSE

Desta forma, a dimensão tem constituído, neste contexto, a principal característica diferenciadora tida em conta na análise efetuada de suporte à definição dos custos de referência, que de seguida se apresenta.

9.1.4 METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

A ERSE apresentou a fundamentação teórica nos documentos de definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás¹¹³ da metodologia de aferição destes custos. Recorde-se que esta necessidade de fundamentação da metodologia de cálculo e de definição de custos de referência resulta da diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de energia elétrica e gás. A fundamentação teórica microeconómica de suporte à definição dos custos de referência para a atividade de comercialização tem sido suportada nas funções de custo de curto prazo. Na presente análise voltou-se a não obter evidências que justificassem uma alteração do processo adotado nas análises dos anos anteriores. Desta forma, mantém-se o procedimento que se tem materializado no desenvolvimento das seguintes etapas para efeitos de elaboração dos custos de referência para a atividade de Comercialização de eletricidade em Portugal para o ano de 2021:

1. Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE;
2. Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica [indutor de custo (*output*) e *inputs*];
3. Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão;
4. Matriz de custos médios de referência para a comercialização de eletricidade.

TRATAMENTO DOS DADOS RECOLHIDOS NO QUESTIONÁRIO

Tal como referido anteriormente, para o cumprimento da imposição legal da publicação dos custos de referência para a atividade de comercialização, a ERSE implementou um processo de submissão de um questionário para a recolha anual de informação sobre o desenvolvimento desta atividade por cada operador. Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação para a aplicação da metodologia econométrica adotada para definição do custo de referência para a atividade de Comercialização.

¹¹³ Ver os documentos «Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017» (setor elétrico), «Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019» e «Parâmetros de regulação para o período de 2018-2020» (setor elétrico).

DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

As características da amostra e a revisão da literatura científica continuam a sustentar a decisão de recorrer-se a uma metodologia não paramétrica, cuja função objetivo considerada é *input oriented*, isto é, a minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*. Deste modo, a aplicação desta metodologia implica a definição prévia dos parâmetros relativos aos *inputs* e *outputs*. Mantendo-se a amostra que suportou a definição dos custos de referência em anos anteriores complementada com as respostas ao questionário do presente ano, permanecem válidas as razões anteriormente elencadas nessas análises para a decisão da ERSE de continuar a considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões. Os custos assim obtidos correspondem aos custos de exploração de cada empresa nos anos de 2013 a 2020, a preços constantes de 2021, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas. No mesmo sentido, considerou-se o número médio de clientes como o *output* mais adequado e representativo do nível de atividade dos comercializadores de energia. Consequentemente, para efeitos da presente análise, o custo médio ou custo unitário de um comercializador num determinado período refere-se ao rácio entre o custo de exploração e o número médio de clientes desse comercializador no ano em causa.

DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”

Tal como anteriormente referido, para a presente análise não houve alterações de relevo nas razões que têm suportado as decisões da ERSE relativamente aos procedimentos adotados, em particular, para a definição do “comercializador teórico eficiente”, pelo que se mantêm os procedimentos adotados nas análises dos anos anteriores: o comercializador teórico eficiente é definido como sendo a empresa virtual, cujo custo médio é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra, neste caso para o período de 2013 a 2020. Deste modo, o cálculo do custo médio da empresa teórica eficiente exige, em primeiro lugar, a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) ao nível de custos através da utilização da metodologia não paramétrica (análise DEA). Após a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) pela metodologia DEA, calcula-se o custo médio dessas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente.

Recorde-se que decorrente da elevada criticidade e complexidade do fator dimensão para a análise da performance económica dos comercializadores, a ERSE tem adotado uma metodologia económica para o tratamento deste fator. Especificamente, a utilização da metodologia de análise de *cluster* para a constituição de grupos de empresas de dimensão similar, com a posterior análise dos níveis de eficiência

de cada grupo de empresas, pela metodologia DEA, assumindo em cada grupo a opção CRS (*constant return to scale*), por o fator dimensão ter sido considerado no procedimento inicial.

9.1.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás, ao setor elétrico ou a ambos. O motivo para esta opção prende-se com o facto de se continuar a considerar que a atividade de comercialização nos dois setores apresenta-se muito similar ao nível da caracterização da atividade operacional e dos indutores de custos, não sendo pertinente a realização da análise e da apresentação dos resultados para os dois setores em separado.

Importa igualmente voltar a referir que os resultados obtidos dependem fortemente das características do mercado. No entanto, não se tendo conseguido apurar relações diretas entre os fatores exógenos e os resultados, a leitura destes deverá ser efetuada com alguma cautela.

Finalmente, salienta-se que os dados utilizados neste estudo são recolhidos através de um questionário, que no caso dos comercializadores de mercado é preenchido de forma voluntária. Esta situação aconselha, igualmente, a alguma prudência na avaliação dos resultados desta análise.

As figuras seguintes apresentam os resultados da aplicação da metodologia DEA a cada um dos *clusters* definidos.

Na definição dos custos de referência de cada grupo de empresas (*cluster*) cada *cluster* foi categorizado em três níveis de eficiência, em que o mais eficiente corresponde às empresas com níveis de eficiência referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo *cluster*. As restantes duas categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100, respetivamente.

O custo de referência teórico, isto é, o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente corresponde ao custo do nível de eficiência mais elevado em cada *cluster* (percentil 0-20).

Como seria de esperar, os resultados apresentados nas figuras infra permitem observar uma forte correlação entre o nível do custo de eficiência e a dimensão das empresas ao verificar-se uma redução significativa dos custos de referência com o incremento da dimensão das empresas consideradas mais eficientes de cada grupo. Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão (1 e 2) são, respetivamente, os valores unitários de referência de 16,43 euros e 18,22

euros por cliente, comparativamente aos 30,19 euros e 33,63 euros apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (3 e 4), respetivamente.

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor elétrico, observa-se que a SU Eletricidade volta a apresentar-se como a empresa mais eficiente nos grupos de dimensão em que se insere (tanto no grupo acima de 2,0 milhões de clientes, quando o mercado regulado era mais relevante, como mais recentemente no grupo entre 350 000 e 2,0 milhões de clientes). A EDA e a EEM apresentam menores níveis de eficiência comparativamente às empresas de dimensão similares. Contudo, esta performance pode ser justificada por outros fatores, como por exemplo os efeitos da insularidade nestas duas empresas. No caso da EDA, o fator da insularidade é agravado dado o número de ilhas incluídas na sua área de atuação. Contudo, quando analisada a evolução histórica observa-se uma tendência de melhoria do nível de eficiência apresentados por estas empresas.

Figura 9-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 > 2 000 000 Clientes

DMU	Cientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
SU Eletricidade(*) (PT 2014)	3 163 481	16,43 €	1,00	16,43 €	0-20
Empresa / Grupo L 2015	3 462 983	32,26 €	0,51	33,06 €	20-50
Empresa / Grupo L 2017	4 101 497	33,09 €	0,50		
Empresa / Grupo L 2018	4 129 827	33,82 €	0,49		
Empresa / Grupo L 2016	3 898 258	33,88 €	0,49		
Empresa / Grupo L 2019	4 108 411	37,69 €	0,44	38,86 €	50-100
Empresa / Grupo L 2014	2 538 819	38,61 €	0,43		
Empresa / Grupo L 2020	4 033 167	40,28 €	0,41		

Fonte: ERSE

Figura 9-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 > 350 000 Clientes

DMU	Cientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
SU Eletricidade(*) (PT 2015)	2 125 324	17,82 €	1,00	18,22 €	0-20
SU Eletricidade(*) (PT 2017)	1 289 929	17,86 €	1,00		
SU Eletricidade(*) (PT 2018)	1 165 548	18,07 €	0,99		
SU Eletricidade(*) (PT 2019)	1 074 218	19,11 €	0,93		
SU Eletricidade(*) (PT 2020)	995 449	20,08 €	0,89	32,33 €	20-50
SU Eletricidade(*) (PT 2016)	1 536 179	20,13 €	0,89		
Empresa / Grupo S 2014	389 248	35,86 €	0,50		
Empresa / Grupo U 2013	652 642	37,87 €	0,47		
Empresa / Grupo X 2019	389 434	38,73 €	0,46		
Empresa / Grupo U 2014	454 508	41,32 €	0,43		
Empresa / Grupo S 2018	542 935	44,76 €	0,40	59,91 €	50-100
Empresa / Grupo L 2013	1 511 575	45,57 €	0,39		
Empresa / Grupo S 2017	534 905	46,37 €	0,38		
Empresa / Grupo S 2020	568 725	47,54 €	0,38		
Empresa / Grupo S 2019	571 140	48,68 €	0,37		
Empresa / Grupo Q 2020	512 726	52,33 €	0,34		
Empresa / Grupo S 2015	548 029	54,54 €	0,33		
Empresa / Grupo S 2016	538 014	61,54 €	0,29		
Empresa / Grupo Q 2018	359 510	96,42 €	0,19		
Empresa / Grupo Q 2019	429 459	101,38 €	0,18		

Fonte: ERSE

Figura 9-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 Clientes

DMU	Cientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo V 2015	280 419	20,81 €	1,00	30,19 €	0-20
Empresa / Grupo S 2013	259 447	21,38 €	0,97		
Empresa / Grupo V 2014	176 981	30,03 €	0,69		
Empresa / Grupo V 2016	273 348	31,93 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2018	240 177	32,14 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2013	98 593	33,16 €	0,63		
Empresa / Grupo U 2016	285 014	33,33 €	0,62		
Empresa / Grupo U 2015	333 378	34,41 €	0,61		
Empresa / Grupo V 2017	264 135	34,49 €	0,60		
Empresa / Grupo Q 2013	153 598	35,24 €	0,59	38,28 €	20-50
EEM (PT 2020)	141 183	36,01 €	0,58		
EEM (PT 2017)	137 679	36,23 €	0,57		
EEM (PT 2018)	138 806	37,72 €	0,55		
Empresa / Grupo T 2019	235 021	38,18 €	0,55		
Empresa / Grupo M 2013	145 544	38,78 €	0,54		
Empresa / Grupo U 2017	256 638	38,88 €	0,54		
EEM (PT 2016)	136 852	38,92 €	0,54		
EEM (PT 2019)	140 161	39,35 €	0,53		
EEM (PT 2013)	136 570	39,54 €	0,53		
EEM (PT 2014)	136 541	40,05 €	0,52		
EEM (PT 2015)	136 634	40,51 €	0,51		
Empresa / Grupo U 2018	236 288	41,52 €	0,50	72,57 €	50-100
Empresa / Grupo Q 2014	154 128	42,42 €	0,49		
Empresa / Grupo U 2019	218 095	42,92 €	0,49		
Empresa / Grupo U 2020	205 147	44,74 €	0,47		
Empresa / Grupo M 2014	84 984	49,56 €	0,42		
Empresa / Grupo T 2020	269 845	50,17 €	0,42		
EDA (PT 2020)	127 422	58,00 €	0,36		
EDA (PT 2018)	125 082	58,50 €	0,36		
EDA (PT 2017)	124 136	58,83 €	0,35		
EDA (PT 2016)	123 283	59,33 €	0,35		
Empresa / Grupo Q 2015	178 691	59,80 €	0,35		
EDA (PT 2015)	122 707	60,03 €	0,35		
EDA (PT 2013)	121 836	60,51 €	0,34		
EDA (PT 2019)	126 047	61,47 €	0,34		
EDA (PT 2014)	122 128	62,63 €	0,33		
Empresa / Grupo X 2018	292 747	110,07 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2015	91 455	110,77 €	0,19		
Empresa / Grupo Q 2017	211 648	111,16 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2016	103 624	117,65 €	0,18		
Empresa / Grupo X 2017	153 651	120,84 €	0,17		
Empresa / Grupo Q 2016	173 283	142,99 €	0,15		

Fonte: ERSE

Figura 9-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo I 2019	3 325	21,99 €	1,00	33,63 €	0-20
Empresa / Grupo I 2020	3 346	21,98 €	1,00		
Empresa / Grupo I 2018	3 317	22,81 €	0,96		
Empresa / Grupo AG 2020	35 989	27,70 €	0,79		
Empresa / Grupo P 2020	5 083	31,12 €	0,71		
Empresa / Grupo E 2018	4 500	34,13 €	0,64		
Empresa / Grupo E 2020	4 519	34,60 €	0,64		
Empresa / Grupo E 2019	4 502	35,54 €	0,62		
Empresa / Grupo P 2019	3 905	38,28 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2018	4 256	38,39 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2020	4 349	38,64 €	0,57		
Empresa / Grupo P 2018	3 905	38,94 €	0,56		
Empresa / Grupo Z 2019	1 464	39,63 €	0,56		
Empresa / Grupo B 2019	4 307	39,66 €	0,55		
Empresa / Grupo AF 2013	19 660	41,07 €	0,54		
Empresa / Grupo Z 2016	488	43,36 €	0,51	54,83 €	20-50
Empresa / Grupo Y 2018	1 569	45,15 €	0,49		
Empresa / Grupo AF 2020	6 146	46,08 €	0,48		
Empresa / Grupo AF 2016	8 509	47,15 €	0,47		
Empresa / Grupo J 2019	4 738	47,18 €	0,47		
Empresa / Grupo AF 2017	7 643	49,04 €	0,45		
Empresa / Grupo AF 2018	7 114	49,91 €	0,44		
Empresa / Grupo J 2018	4 489	50,56 €	0,44		
Empresa / Grupo AF 2015	10 051	50,74 €	0,43		
Empresa / Grupo AF 2019	6 557	50,99 €	0,43		
Empresa / Grupo K 2018	2 132	54,90 €	0,40		
Empresa / Grupo M 2015	62 988	56,45 €	0,39		
Empresa / Grupo Z 2018	1 078	56,74 €	0,39		
Empresa / Grupo R 2019	9 856	57,84 €	0,38		
Empresa / Grupo M 2020	34 418	58,17 €	0,38		
Empresa / Grupo AA 2020	12 457	58,32 €	0,38		
Empresa / Grupo AF 2014	13 599	58,93 €	0,37		
Empresa / Grupo M 2018	40 573	64,17 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2018	7 810	64,24 €	0,34		
Empresa / Grupo M 2016	51 227	64,67 €	0,34		
Empresa / Grupo Z 2017	671	65,68 €	0,34		
Empresa / Grupo J 2020	4 976	65,89 €	0,33		
Empresa / Grupo F 2015	5 089	66,55 €	0,33	144,14 €	50-100
Empresa / Grupo M 2017	44 526	68,11 €	0,32		
Empresa / Grupo M 2019	37 450	73,04 €	0,30		
Empresa / Grupo D 2018	79	73,32 €	0,30		
Empresa / Grupo G 2019	14 197	74,67 €	0,29		
Empresa / Grupo AE 2019	2 148	76,56 €	0,29		
Empresa / Grupo R 2017	9 759	76,45 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2017	1 183	79,03 €	0,28		
Empresa / Grupo W 2015	723	84,87 €	0,26		
Empresa / Grupo C 2020	3 826	85,68 €	0,26		
Empresa / Grupo W 2019	3 723	96,83 €	0,23		
Empresa / Grupo AE 2020	2 037	102,29 €	0,22		
Empresa / Grupo AB 2019	1 085	102,56 €	0,21		
Empresa / Grupo AC 2020	21 265	107,45 €	0,21		
Empresa / Grupo D 2020	1 052	112,34 €	0,20		
Empresa / Grupo R 2015	8 245	116,60 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2016	9 851	117,27 €	0,19		
Empresa / Grupo D 2019	267	117,31 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2018	10 250	118,33 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2013	63 438	120,83 €	0,18		
Empresa / Grupo Z 2020	1 987	135,65 €	0,16		
Empresa / Grupo AC 2018	28 638	145,15 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2014	70 287	150,02 €	0,15		
Empresa / Grupo G 2020	21 557	152,60 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2018	2 080	154,82 €	0,14		
Empresa / Grupo AH 2020	2 561	155,14 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2020	2 089	162,95 €	0,14		
Empresa / Grupo AI 2020	1 362	164,42 €	0,13		
Empresa / Grupo H 2019	2 087	167,26 €	0,13		
Empresa / Grupo A 2018	457	171,63 €	0,13		
Empresa / Grupo AD 2015	2 559	204,35 €	0,11		
Empresa / Grupo O 2015	152	239,08 €	0,09		
Empresa / Grupo G 2018	5 587	240,93 €	0,09		
Empresa / Grupo AC 2019	20 036	247,07 €	0,09		
Empresa / Grupo AJ 2020	446	304,34 €	0,07		
Empresa / Grupo C 2018	1 971	315,00 €	0,07		
Empresa / Grupo G 2017	4 315	352,62 €	0,06		

Fonte: ERSE

9.2 REPARTIÇÃO COMPONENTE FIXA VS COMPONENTE VARIÁVEL

Na definição dos parâmetros para um novo período de regulação, entre outros fatores, importa definir a estrutura de custos, nomeadamente, a definição das componentes fixa e variável associadas ao desenvolvimento da atividade operacional das comercializadoras de energia elétrica. Neste processo torna-se relevante o conhecimento obtido ao longo dos últimos períodos regulatórios, a análise da *performance* das empresas e a expectativas futuras sobre o mercado de atuação das empresas.

Neste sentido, à semelhança do ocorrido no processo de definição de parâmetros para o período de 2016-2017 a 2018-2019 e para o período 2020-2023 no setor do gás, bem como, para a definição de parâmetros para o período de 2018-2021 do setor elétrico¹¹⁴, desenvolveram-se duas análises distintas que permitiram um maior suporte e um processo mais robusto de definição da repartição dos custos fixos e variáveis das comercializadoras:

- Utilização de Metodologia Paramétrica - procedeu-se à estimação de uma regressão de dados painel, na especificação proposta por Hansen, Moewen e Guan (2009). Este modelo consiste em realizar uma regressão onde a variável dependente constitui o total dos custos de uma empresa e em relação aos quais se pretende identificar a sua componente fixa (independente do nível da atividade da empresa) e a componente variável (dependente da atividade da empresa). As variáveis independentes são os indutores de custo e a constante corresponderá ao valor da componente fixa do custo. Neste caso, conforme referido no ponto anterior, o indutor considerado foi o número de clientes, originando a seguinte especificação da regressão:

$$\text{Custos Totais}_{it} = \alpha_{it} + \beta_{it} \text{Clientes}$$

- Utilização dos dados presentes no inquérito submetido às empresas comercializadoras para suporte às análises realizadas no contexto da definição dos custos de referência que constam no ponto anterior deste documento. Recorde-se que neste inquérito foi solicitado às empresas a desagregação dos custos de exploração totais alocados à atividade de comercialização, em custos fixos e custos diretos. No entanto, salienta-se que processo de alocação dos custos de exploração

¹¹⁴ Ver os documentos “Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” e “Parâmetros de regulação para o período de 2020 a 2023” no setor do gás natural e “Parâmetros de regulação para o período de 2018 a 2020” no setor elétrico.

por natureza fixa e variável, ao nível do questionário, é da exclusiva responsabilidade dos comercializadores, não estando sujeita a qualquer certificação por entidade independente.

Na metodologia paramétrica de dados em painel, optou-se pelo modelo de efeitos fixos em função dos argumentos de Marques (2000)¹¹⁵. De acordo com este autor, o modelo de efeitos fixos é adequado quando se pretende estudar o comportamento de uma unidade individual em concreto, sendo indiferente a consideração da amostra como aleatória, ou não. Em particular, este modelo deve ser utilizado nos casos de se estar a estudar um grupo de países ou empresas e onde toda a inferência terá que ser condicional em ordem ao grupo específico sob observação, tal como também é defendido por Judson e Owen (1996)¹¹⁶. O modelo de efeitos aleatórios serão a escolha apropriada nos estudos em que se pretende efetuar inferência relativamente a uma população, a partir de uma amostra aleatória da mesma.

Com a utilização simultânea das duas análises (paramétrica e questionários) é possível aprofundar a avaliação e a definição da repartição mais adequada dos custos das empresas comercializadoras pelas componentes fixa e variável confrontando os resultados das duas metodologias: i) a análise da estrutura de custos estimada através da aplicação de uma metodologia econométrica aos dados económico-financeiros reportados pelas empresas e, ii) análise da estrutura de custos resultante da informação prestada pelas empresas via inquérito onde é evidenciado a indicação das mesmas sobre a sua estrutura de custos.

O Quadro 9-7 e o Quadro 9-8 apresentam os resultados obtidos com a metodologia econométrica de regressão de dados em painel na especificação supra referida. Estes resultados foram estimados considerando os dados financeiros e físicos para o período de 2013 a 2020. Tendo em conta os procedimentos seguidos na análise efetuada para a definição dos custos de referência da atividade de comercialização, optou-se por efetuar a análise da estrutura de custos, considerando duas abordagens à amostra dos comercializadores: i) na primeira, considera-se todas as empresas, de forma individual, excluindo os *outliers* identificados aquando da definição da amostra relativamente aos custos unitários apresentados (Quadro 9-7); ii) na segunda, considerou-se a amostra onde as empresas pertencentes a grupos económicos, cuja a estrutura de custos revelava ser resultado de um processo de decisão ao nível

115 Marques, Luís David, Outubro 2000, “Modelos Dinâmicos com Dados em Painel: Revisão de Literatura”, Working Paper, CEMPRE – Centro de Estudos Macroeconómicos e Previsão – Faculdade de Economia do Porto.

116 Judson, R. A., & Owen, A. L. (1996). Estimating Dynamic Panel Data Models: A Practical Guide for Macroeconomists. Washington: Federal Reserve Board of Governors.

do grupo económico em detrimento de opções individuais de cada empresa, foram classificadas uma única entidade, também excluindo os *outliers* (Quadro 9-8).

Adicionalmente, também se optou por apresentar os resultados, categorizando cada uma das amostras em quatro grupos: i) todas as empresas da amostra, ii) empresas com mais de 100 000 clientes (valor que obriga o *unbundling* empresarial, para além do contabilístico); iii) empresas reguladas e, iv) empresas reguladas com mais de 100 000 clientes. Para a estimação do modelo recorreu-se ao *software* econométrico STATA. Adicionalmente, para cada grupo de empresas, optou-se por estimar os modelos com a opção econométrica de correção dos problemas de autocorrelação dos resíduos por forma a obter uma maior robustez ao nível dos resultados.

Quadro 9-7 – Resultados dos Modelos Paramétricos – Peso da Componente Fixa – Amostra Empresas Individuais

Modelo / Amostra	Peso dos Custos Fixos
Todas as Empresas Individuais	42%
Todas as Empresas Individuais (> 100 000 clientes)	41%
Reguladas Individuais	45%
Reguladas Individuais (> 100 000 clientes)	41%

Fonte: ERSE

Quadro 9-8 – Resultados dos Modelos Paramétricos – Peso da Componente Fixa – Amostra com Agrupamento de Empresas em Entidade Única

Modelo / Amostra	Peso dos Custos Fixos
Todas as Empresas C/ Agrupamento GE	42%
Todas as Empresas C/ Agrupamento GE (> 100 000 clientes)	41%
Todas as Empresas C/ Agrupamento GE - Reguladas Individuais	44%
Todas as Empresas C/ Agrupamento GE - Reguladas Individuais (> 100 000 clientes)	42%

Fonte: ERSE

Os resultados dos diferentes modelos estimados através da metodologia econométrica de dados em painel revelam-se um nível do peso dos custos fixos similar entre as diferentes categorias e grupos das amostras.

Os resultados obtidos apontam para uma estrutura de custos com um peso dos custos fixos no intervalo de 41% a 45%, com maior frequência para valores entre os 41% e os 42%.

Em relação aos dados extraídos dos questionários aplicados à atividade de comercialização aplicou-se o mesmo procedimento que o efetuado para a análise suportada na metodologia econométrica. Nomeadamente, o apuramento de resultados e respetiva análise tendo em conta as duas abordagens da amostra efetuadas e a respetiva categorização em grupos. Neste sentido, no Quadro 9-9 apresentam-se os resultados para o peso dos custos fixos na estrutura de custos considerando as respostas de todas as empresas, de forma individual, considerando os quatro grupos supra indicados. No Quadro 9-10 apresentam-se os mesmos resultados, tendo em conta a amostra onde as empresas pertencentes ao mesmo grupo foram consideradas numa única entidade.

Quadro 9-9 – Resultados dos Questionários – Peso da Componente Fixa– Amostra Empresas Individuais

	Todas Empresas	> 100 000	Reguladas	Reguladas > 100 000
Ano	Média	Média	Média	Média
2013	37%	47%	38%	49%
2014	35%	46%	37%	55%
2015	48%	53%	50%	66%
2016	60%	60%	67%	75%
2017	60%	56%	58%	69%
2018	63%	51%	60%	70%
2019	66%	54%	61%	70%
2020	71%	64%	60%	70%
Total	57%	54%	54%	65%

Fonte: ERSE

Quadro 9-10 – Resultados dos Questionários – Peso da Componente Fixa– Amostra com Agrupamento de Empresas em Entidade Única

	Todas Empresas	> 100 000	Reguladas	Reguladas > 100 000
Ano	Média	Média	Média	Média
2013	46%	49%	56%	53%
2014	48%	47%	61%	56%
2015	53%	53%	67%	66%
2016	61%	60%	76%	75%
2017	66%	56%	73%	69%
2018	67%	51%	74%	70%
2019	72%	54%	75%	70%
2020	77%	64%	72%	69%
Total	64%	54%	69%	66%

Fonte: ERSE

Da análise do Quadro 9-9 e do Quadro 9-10 observa-se que, em média, a globalidade das empresas têm reportado nas respostas ao questionário, um incremento acentuado do peso dos custos fixos ao longo do período em análise (2013 s 2020). Este incremento é mais marcante a partir do ano de 2016. O comportamento da estrutura de custos das empresas é, possivelmente, determinado, entre outros fatores, pelo tipo de empresas a operar nesta atividade. Refira-se, por exemplo, o *phasing out* da atividade dos comercializadores regulados que tem levado à saída de clientes para o mercado liberalizado também poderá justificar esta evolução no caso em que nestas empresas poderá estar a ocorrer uma situação de adaptação da estrutura de custos a um ritmo inferior ao registado pela quebra da atividade, isto é, ao nível da diminuição do número de clientes. No entanto, não se pode deixar de sublinhar o carácter voluntário da resposta a estes questionários e o facto de não terem sido certificados por uma entidade independente. Deste modo, as respostas aos questionários não podem ser consideradas totalmente isentas, devendo ser avaliadas com cautela, no quadro das comunicações dos comercializadores, de mercado e regulados, ao regulador para efeitos de definição de parâmetros de regulação.

No Quadro 9-11 apresenta-se uma análise dos valores do peso dos custos fixos considerando as respostas ao questionários das três empresas reguladas do setor elétrico: SU Eletricidade, EDA e EEM.

Quadro 9-11 - Resultados dos Questionários – Peso da Componente Fixa – Empresas Reguladas do Setor Elétrico

Ano	SU Eletricidade	EDA	EEM
2013	42%	85%	73%
2014	47%	86%	73%
2015	47%	87%	72%
2016	69%	87%	72%
2017	64%	87%	71%
2018	65%	87%	71%
2019	65%	87%	72%
2020	62%	88%	70%
Total	58%	87%	72%

Fonte: ERSE

Os resultados do Quadro 9-11 permitem observar que as empresas reguladas do setor elétrico inquiridas reportam níveis distintos do peso dos custos fixos, em termos médios, bem como, comportamentos distintos ao longo do período em análise. A SU eletricidade apresenta, a partir do ano 2016, um incremento muito significativo do peso dos custos fixos na estrutura de custos de exploração (de 2013 para 2016, este peso passou de 42% para 69%, significando um crescimento na ordem dos 64%, o crescimento de 2015 para 2016 rondou os 46%). Contudo, a EEM e a EDA que apresentam, respetivamente, um peso dos custos acima dos 70% e 85%, observando-se alguma estabilidade da sua estrutura de custos ao longo do período em análise. Recorde-se que nas Regiões Autónomas não existe mercado liberalizado na comercialização de energia elétrica e, por este motivo, o número de clientes apresenta uma volatilidade muito reduzida comparativamente ao que ocorre nas empresas a operar no Continente. A alteração significativa do peso dos custos fixos reportada pela SU eletricidade no questionário ocorreu após a primeira utilização destes dados como elemento de análise e de suporte à decisão da estrutura de custos que ocorreu na definição dos Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019.

Tal como referido anteriormente, as respostas destes inquéritos têm de ser avaliadas com cautela visto poderem refletir estratégias comunicacionais das empresas para influenciar as decisões do regulador.

Em face do exposto, não se observando alterações significativas dos resultados comparativamente aos obtidos para definição dos parâmetros do período de regulação de 2018 a 2020, a ERSE decidiu manter a repartição entre custos fixos e custos variáveis para cada uma dos comercializadores regulados definidos nesse período, que são apresentados no quadro infra.

Quadro 9-12 - Repartição componente fixa vs variável

	EDP SU	EDA	EEM
Componente Fixa	40%	50%	50%
Componente Variável	60%	50%	50%

Fonte: ERSE

Esta decisão conjuga os resultados da análise econométrica com as respostas dos inquéritos enviadas ao regulador nos últimos anos.

10 MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

10.1 INTRODUÇÃO

Os custos com a aquisição de combustíveis constituem, nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, (RA) uma importante parcela dos custos da atividade de AGS das empresas reguladas, EDA e da EEM.

Em 2009 foi implementada na EDA e na EEM uma metodologia regulatória que permitisse reduzir o diferencial entre os custos de aquisição do fuelóleo nas RA e no Continente. Esta metodologia baseou-se no estudo *“Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the Heavy Fuel Oil Purchase and Activity”*, realizado pela Kema, e concluído em janeiro de 2011.

Contudo, a aplicação de custos de referência apenas ao fuelóleo poderia dar um sinal enviesado daquilo que se pretende em termos regulatórios, podendo estar a incentivar o consumo de um determinado tipo de combustível, o gasóleo, em detrimento de outro, o fuelóleo. Desta forma, em 2015, a ERSE solicitou à EDA e à EEM que lançasse um concurso com vista à adjudicação de um trabalho de definição de custos de referência para a aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas. Esse trabalho, designado por *“Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity”*, foi adjudicado à DNV-GL, tendo sido concluído em novembro de 2016. Este estudo permitiu generalizar a aplicação de custos eficientes a todos os tipos de combustíveis consumidos nas RA, fuel, gasóleo e o gás, promovendo de uma forma clara a eficiência em toda a atividade de aquisição de combustíveis, além da atualização dos parâmetros para o fuelóleo, calculados no âmbito do estudo anterior.

Entretanto, a grande dinâmica dos mercados de combustíveis veio introduzir novos factos que tornaram necessário reequacionar algumas das variáveis que estavam a ser usadas no cálculo dos custos eficientes dos vários combustíveis das Regiões Autónomas, tornando necessário a atualização do estudo de 2016 por forma a contemplar aspetos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados, em particular face aos seguintes fatores: i) previsível utilização de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, sendo necessário redefinir os mercados de referência e o tipo de produto a considerar; ii) previsível aumento dos custos de transporte dos combustíveis com aplicação das novas diretivas da *International Maritime Organization (IMO)*, que impõe aos navios petroleiros a obrigatoriedade de utilização no transporte marítimo de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020; iii) renegociação dos contratos de fornecimento de combustíveis, em particular no caso da EEM; iv)

reavaliação dos custos padrão de algumas instalações de armazenamento de combustíveis, em particular do caso das instalações de gás natural da Madeira.

Esse estudo designado por “Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”, foi adjudicado pela ERSE à PwC em 2020, tendo sido concluído em 2021.

Os resultados do estudo foram analisados e adaptados pela ERSE, tendo em consideração as particularidades da regulação nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira e serviu de referência para a definição dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, nos termos definidos pela ERSE, para o período de regulação a iniciar em 2022.

No âmbito do estudo, foram definidos e atualizados um conjunto de aspetos sobre os quais incidiu, designadamente:

- Definição dos mercados de referência para a aquisição do fuelóleo, gasóleo e gás;
- Descrição da cadeia de valor em que assenta a aquisição de cada tipo de combustível;
- Análise e descrição de cada “item” que compõe a atividade de aquisição de cada tipo de combustível, (i) fuelóleo, (ii) gasóleo e (iii) gás ao longo da sua cadeia de valor:
 - Mercado de referência,
 - Transporte até ao primeiro porto de descarga,
 - Receção e descarga,
 - Armazenamento,
 - Transporte inter-ilhas,
 - Transporte rodoviário entre as instalações de armazenagem e as centrais.

O armazenamento dos combustíveis nas Regiões Autónomas apresenta algumas particularidades que variam entre as duas regiões, e, dentro destas, entre as diferentes ilhas. Os custos com as infraestruturas necessárias para a descarga e o armazenamento têm um peso muito importante nesta atividade. Tal como já se havia apurado no anterior estudo, as especificidades desta atividade são de tal ordem que dificultam a aplicação de metodologias idênticas às duas empresas, que têm cada qual características muito particulares, desde logo passando pelas características geográficas até às características dos contratos de fornecimento de combustíveis celebrados por cada empresa, para cada tipo de combustível.

Face a esses constrangimentos a ERSE procurou uniformizar, dentro do possível, o tratamento dado na aceitação dos custos com a aquisição dos combustíveis das duas Regiões Autónomas internalizando as particularidades de cada qual.

Refira-se que face à espectável alteração das condicionantes de aquisição de combustíveis, em particular do fuelóleo, a ERSE procederá ao longo do ano de 2022 à monitorização das condições de fornecimento às Regiões Autónomas, podendo, caso se justifique, efetuar alguns ajustes ao nível dos parâmetros agora definidos.

Um maior detalhe relativamente à metodologia utilizada na realização do estudo e as respetivas conclusões consta do documento «Estudo sobre custos de referência e metas de eficiência em atividade de compra de combustível», anexo a este documento.

10.2 FUELÓLEO

10.2.1 MERCADOS DE REFERÊNCIA

A definição dos mercados de referência para a aquisição do fuelóleo foi desde logo um dos principais aspetos que motivaram a realização do estudo. Com efeito, e conforme mencionado anteriormente, alterações ocorridas ao nível dos mercados internacionais, passaram a condicionar as empresas na utilização de fuelóleo com teor de enxofre de 1%, teor que caracteriza o fuelóleo consumido pela EDA e pela EEM, comparativamente com a utilização de fuelóleo com teores de enxofre mais baixos. Assim, no estudo ponderou-se a utilização de um tipo de fuelóleo com teor de enxofre mais baixo, tendo-se concluído que poderá ser considerado a utilização de um produto com teor de enxofre de 0,5% pelas empresas das regiões autónomas. Neste sentido, a partir de 2022 a opção dessas empresas de passarem a consumir fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% deverá ser manifestada à ERSE, para o reconhecimento para efeitos tarifários dos custos acrescidos com esta opção.

10.2.2 COMPONENTES DE CUSTO DO FUELÓLEO

O atual estudo permitiu reavaliar as várias componentes dos custos com os combustíveis utilizados pela EDA e pela EEM. Em alguns casos foram apontados pela PwC valores específicos para determinadas componentes do custo, mas em outros casos o estudo da PwC apontou para custos dentro de uma banda de valores. Nestas situações, a ERSE definiu os valores a aplicar, tendo em consideração as características

geográficas e as particularidades da cadeia de fornecimento de combustíveis em cada Região. Abaixo indicam-se os parâmetros para cada tipologia de custos a ser considerado no período de regulação 2022-2025.

EDA

Quadro 10-1 - Parâmetros para aquisição de fuelóleo na EDA

		EUR/t	
		Fuel 1%	Fuel 0,5%
Shipping + handling		15,7	13,8
Margem de comercialização	valor fixo	16,9	16,6

Fonte: ERSE

Atualmente, serão aplicados os parâmetros para a aquisição de fuelóleo com 1% de teor de enxofre. Quando a EDA manifestar, por razões relacionadas com o fornecimento ou por razões legais ou ambientais, que passará a consumir fuel com teor de enxofre de 0,5%, passarão a ser aplicados os parâmetros constantes da tabela, para esse tipo de produto.

EEM

Quadro 10-2 - Parâmetros para aquisição de fuelóleo na EEM

		EUR/t			
		Fuel 1%		Fuel 0,5%	
		Madeira	Porto Santo	Madeira	Porto Santo
Shipping		12,4	12,4	10,6	10,6
encargos logísticos correspondentes à entrega nos depósitos da EEM		16,8	6,5	16,8	6,5
Margem de comercialização	valor fixo	16,9	16,9	16,9	16,9

Fonte: ERSE

Para a EEM será aplicada a mesma metodologia da EDA, ou seja, atualmente serão aplicados os parâmetros para a aquisição de fuelóleo com 1% de teor de enxofre. Quando a EEM manifestar a intenção de passar a consumir fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, passarão a ser aplicados os parâmetros constantes da tabela, para esse tipo de produto.

10.2.3 COMPONENTES DOS CUSTOS DO ARMAZENAMENTO DO FUELÓLEO

Os custos eficientes de armazenamento e descarga de fuelóleo foram calculados tendo em conta a estimativa dos custos de investimento padrão das infraestruturas existentes nas duas Regiões. Essas estimativas tiveram por base um exercício de *benchmarking* de valores de mercado para infraestruturas de

armazenamento e descarga de fuelóleo, com características similares às existentes nas Regiões Autónomas, os quais foram posteriormente adaptados às dimensões das infraestruturas de cada Região através de uma regressão polinomial. Os custos de armazenamento têm em consideração os custos com o CAPEX¹¹⁷ em cada instalação e os respetivos custos de OPEX¹¹⁸, para cada ano de fixação de tarifas e cálculo dos ajustamentos.

Nas instalações de armazenamento que servem vários consumidores, para além da EDA e da EEM, é imputada ao setor elétrico apenas a parte correspondente aos consumos destas empresas.

Os ativos de armazenagem pertencentes às EDA e EEM não são considerados neste âmbito uma vez que já são remunerados no âmbito do CAPEX da atividade de AGS de cada Região Autónoma.

Como os valores a considerar são calculados anualmente em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS, optou-se por apresentar abaixo os valores para o ano de 2022, primeiro ano do novo período de regulação.

Quadro 10-3 – Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na EDA e na EEM, em 2022

(Unidade: euros)

Fuel	2022
São Miguel	1 598 738
Terceira	1 039 053
Pico	458 656
Faial	596 810
EDA	3 693 256
Madeira	108 467
Porto Santo	310
EEM	108 777

Fonte: ERSE

¹¹⁷ Custo com capital, do inglês, *Capital Expenditure*

¹¹⁸ Custos de exploração, do inglês, *Operational Expenditure*

10.3 GASÓLEO

10.3.1 MERCADO DE REFERÊNCIA

O preço aplicado para a EDA e para a EEM para o período de regulação 2022-2025 continua a estar assente no mercado de referência já utilizado pela ERSE no período de regulação anterior, designado por “Preço Europa”. Tal resulta do facto das duas empresas consumirem gasóleo simples rodoviário nas suas centrais térmicas para a produção de electricidade, não existindo qualquer requisito adicional em termos de especificações do gasóleo, e do facto de em ambas as Regiões Autónomas, o preço de venda ao público do gasóleo rodoviário encontra-se indexado ao fator “Preço Europa”¹¹⁹.

10.3.2 COMPONENTES DE CUSTO DO GASÓLEO

EDA

Quadro 10-4 - Parâmetros para aquisição de gasóleo na EDA

	EUR/milhares litros
Percentagem de incorporação de gasóleo	93,25%
Percentagem de incorporação de Biodiesel	6,75%
Fator de correção para o mercado português	10,00
Transporte + armazenamento (EUR/10 ³ l)	43,68
Margem de revenda (EUR/10 ³ l)	0,00
Custos do porto (EUR/10 ³ l)	0,00

Fonte: ERSE

Os valores considerados para cada parâmetro refletem as parcelas constantes do novo contrato de fornecimento da EDA celebrado em 2019 e que resultou de um concurso internacional. Os custos de transporte e de armazenamento passam a estar juntos numa única parcela, ao contrário da metodologia anterior, em que os mesmos eram considerados em parcelas distintas. Sobre o valor apurado, incide um desconto.

¹¹⁹ O Preço Europa diz respeito à média dos preços antes de impostos de 14 países da União Europeia. Estes dados são publicados online no “*Oil Bulletin*” emitido pela Comissão Europeia e os preços publicados dizem respeito aos preços praticados nas bombas de abastecimento.

EEM

Quadro 10-5 - Parâmetros para aquisição de gasóleo na EEM

		EUR/milhares litros	
		Madeira	Porto Santo
Percentagem de incorporação de gasóleo	93,25%		
Percentagem de incorporação de Biodiesel	6,75%		
Transporte + armazenamento (EUR/10 ³ l)		53,72	53,72
Margem de comercialização (EUR/10 ³ l)		0,00	0,00
Custos com o Porto (EUR/10 ³ l)		0,00	0,00

Fonte: ERSE

Tal como acontece na EDA, os custos de transporte e de armazenamento passam a estar juntos numa única parcela, ao contrario da metodologia anterior, em que os mesmos eram considerados em parcelas distintas. Sobre o valor apurado, incide um desconto.

10.3.3 COMPONENTES DOS CUSTOS DO ARMAZENAMENTO DO GASÓLEO

Os custos eficientes de armazenamento e descarga de gasóleo foram calculados tendo por base a estimativa dos custos de investimento padrão das infraestruturas existentes nas duas Regiões. Essas estimativas tiveram por base um exercício de *benchmarking* de valores de mercado para infraestruturas de armazenamento e descarga de gasóleo com características similares às existentes nas Regiões Autónomas, os quais foram posteriormente adaptados às dimensões das infraestruturas existentes nas RA através de uma regressão polinomial. Os custos de armazenamento têm em consideração os custos com o CAPEX em cada instalação e os respetivos custos de OPEX.

No caso dos custos de armazenamento e descarga do gasóleo, o estudo da PwC veio introduzir uma alteração significativa relativamente à metodologia anteriormente aplicada, que resultava dos anteriores estudos. Assim, no cálculo dos custos do gasóleo, não se consideram os custos de armazenamento e descarga de forma autónoma, uma vez que é entendimento da PwC que o referido custo já está considerado na parcela de custo de transporte e de armazenamento que entra na formação do preço de cada Região Autónoma, 43,68 €/milhares de litros, no caso da EDA e de 53,72 €/milhares de litros, no caso da EEM.

10.4 GÁS

10.4.1 MERCADO DE REFERÊNCIA

O contrato de abastecimento de gás natural à EEM, celebrado com a Galplink, encontra-se indexado ao preço do *Brent*. Na Europa, os dois principais *hubs* de negociação são o National Balancing Point (NBP), no Reino Unido e o Title Transfer Facility (TTF) na Holanda. Na Península Ibérica a plataforma de negociação de gás natural e GNL é o MIBGAS.

Tendo em conta que no contexto do mercado Português a maioria das importações de GNL são realizadas através de contratos de longo prazo que incluem cláusulas de *take or pay*, estando estes contratos indexados ao petróleo ou a derivados do petróleo, a PwC entende ser razoável, a curto/médio prazo, a manutenção do preço do *Brent* como referência para a aquisição de gás natural na RAM.

10.4.2 COMPONENTES DE CUSTO DO GÁS DO GÁS NATURAL

Quadro 10-6 - Parâmetros para aquisição de gás na EEM

		EUR/MWh
contante a	3,605	
coeficiente b	0,348	
custos de transporte		14,000
Margem de comercialização e financeira		0,087

Fonte: ERSE

Ao nível das várias componentes do custo do gás natural, a principal alteração introduzida pelo estudo da PwC corresponde à componente de custos de transporte, que inclui o transporte Sines-Lisboa, o transporte marítimo para a Madeira e o transporte rodoviário entre o porto do Caniçal e a Central. Estes valores internalizam também os custos logísticos de manuseamento do gás ao longo da cadeia de transporte. Os custos de armazenamento são retirados da componente de custos de transporte, passando a ser aceites separadamente.

10.4.3 COMPONENTES DOS CUSTOS DO ARMAZENAMENTO DO GÁS NATURAL

Os custos eficientes de armazenamento e descarga de gás foram calculados tendo por base a estimativa dos custos de investimento padrão das infraestruturas existentes na Madeira. Os custos de

armazenamento têm em consideração os custos com o CAPEX da instalação e os respetivos custos de OPEX, à data de 2021.

No caso do gás natural, era entendimento que o contrato já incluía ao nível da parcela do transporte um valor correspondente aos custos das infraestruturas utilizadas, nomeadamente a UAG e os contentores criogénicos utilizados no transporte do gás natural. No entanto, as recomendações do estudo da PwC justificam que os custos eficientes de transporte e a remuneração das instalações de armazenamento sejam definidos separadamente. Como os valores a considerar são calculados anualmente em função do tempo de vida útil de cada instalação e da taxa de remuneração dos ativos considerado para cálculo do custo com capital da atividade de AGS, optou-se por apresentar abaixo o valor para o primeiro ano do novo período de regulação, 2022.

Quadro 10-7 – Custos aceites com a armazenagem de gás natural na EEM, em 2022

(Unidade: euros)

Gás	2022
Madeira	539 575

Fonte: ERSE

10.5 CONCLUSÃO

Um dos aspetos mais significativos que resultou do estudo é a possibilidade da aceitação de custos com fuelóleo com teor de enxofre mais baixo, no caso 0,5%, caso haja uma manifestação expressa das empresas para o passarem a consumir. Esta é uma possibilidade que resulta das alterações ao nível internacional nos mercados fornecedores de combustíveis, uma vez que se prevê que os mercados de fuel com teor de enxofre de 1%, passem a ter num futuro próximo uma menor liquidez, bem como outros aspetos, nomeadamente resultantes de natureza legal ou ambiental.

Outra alteração relevante prende-se com a internalização dos custos das infraestruturas de armazenamento do gasóleo nas parcelas de formação do preço do produto, deixando de haver aceitação de custos em separado, como era prática até 2021.

Pondo de parte o tema do mercado de referência do fuelóleo, em termos globais as várias componentes de custo resultante do estudo da PwC traduziram-se num incremento do grau de exigência implícito nos custos de referência de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas.

A metodologia descritiva dos cálculos efetuados, os pressupostos utilizados, bem como as justificações para as opções tomadas, encontram-se no documento «Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira», cuja versão pública é apresentada em anexo a este documento.

Os valores apresentados neste capítulo, que servem de base para cálculo dos custos com os combustíveis da EDA e da EEM para o ano de 2022, serão aplicados ao longo do período de regulação 2022-2025, com as atualizações anuais necessárias, nomeadamente as aplicáveis aos custos de armazenamento, cujo CAPEX é calculado anualmente em função do período de vida útil remanescente de cada instalação e da taxa de remuneração aplicada em cada ano na atividade de AGS.

Os custos para os vários tipos de combustíveis, nas várias componentes, são valores de referência para o primeiro ano do período de regulação e embora algumas das parcelas de custos sejam parcelas fixas, como as mesmas encontram-se, na base, valorizadas em dólares, poderão ocorrer anualmente pequenas variações resultantes da taxa de câmbio aplicada na sua conversão para euros.

11 OUTROS PARÂMETROS A APLICAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO DE 2022 A 2025

11.1 INCENTIVO À INTEGRAÇÃO DE INSTALAÇÕES NAS REDES INTELIGENTES

ENQUADRAMENTO

Em 2019, a ERSE aprovou o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (Regulamento n.º 610/2019, de 02 de agosto de 2019, “Regulamento”), que estabelece regras para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.

O Regulamento prevê a aplicação de um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI), que remunera os ORD BT pelos serviços prestados nas instalações integradas nas redes inteligentes, que assenta na partilha entre os ORD BT e os consumidores dos benefícios gerados por estes serviços.

Como explicado nos documentos submetidos a consulta pública no âmbito do processo de elaboração do Regulamento¹²⁰, o ISI pretende incentivar os ORD BT a desenvolverem e disponibilizarem um conjunto de serviços que permitam a integração das instalações nas redes inteligentes, de modo a garantir o acesso dos consumidores a todos os benefícios resultantes dessa integração. O montante deste incentivo depende de parâmetros regulatórios a estabelecer pela ERSE.

Os parâmetros a definir pela ERSE para cada período de regulação são os seguintes:

- parâmetro T – número de anos de aplicação do incentivo, para cada instalação integrada nas redes inteligentes,
- parâmetro K – montante que é pago aos ORD BT, em cada ano T, por cada instalação integrada nas redes inteligentes.

No anterior período de regulação definiu-se, para 2019, um parâmetro T de 8 anos e um K igual a 5 euros por ano, que evoluía de acordo com a inflação ao longo do período de regulação.

¹²⁰ Consulta Pública n.º 70: <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-70/>

O parâmetro T de 8 anos baseou-se na vida útil contabilística dos equipamentos e sistemas de informação necessários à integração das instalações nas redes inteligentes, bem como na necessidade de compatibilizar este incentivo com o processo de transição das atuais concessões em BT.

O valor inicial do parâmetro K anual, de 5 euros por instalação integrada nas redes inteligentes, refletiu a partilha dos benefícios líquidos gerados pela integração das instalações em BT nas redes inteligentes entre os ORD BT e os consumidores. Com este valor garante-se, com uma elevada margem de segurança, que os consumidores se apropriarão de parte substancial dos benefícios gerados pelos serviços incentivados e que os ORD BT irão reter benefícios suficientes (por aplicação do incentivo e pelos montantes retidos das poupanças operacionais potenciadas por estes serviços) que compensem o esforço financeiro dessas empresas na disponibilização dos serviços de redes inteligentes.

No capítulo 6 do documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico»¹²¹ detalha-se o funcionamento deste incentivo bem como a justificação da metodologia utilizada pela ERSE para determinar os respetivos parâmetros.

Assim, no período de regulação anterior, os parâmetros do incentivo ISI em vigor desde 2019, em Portugal continental e nas Regiões Autónomas dos Açores (RAA) e da Madeira (RAM), foram os seguintes:

Quadro 11-1 - Parâmetros do Incentivo ISI – Período de regulação 2018-2021

Parâmetros	2019	2020	2021
K (euros)	5,0	5,08	5,15
T (número de anos)	8	8	8

Fonte: ERSE

Registe-se que estes valores dos parâmetros K e T não refletiam as especificidades associadas ao desenvolvimento destes serviços nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, uma vez que, à data, não existia informação suficiente que permitisse incorporá-las na definição dos parâmetros, já que o desenvolvimento destes serviços era ainda incipiente.

¹²¹ <https://www.erse.pt/media/h03d0s0k/proveitos-e-ajustamentos-2020.pdf>

PARÂMETROS DO INCENTIVO ISI

Não havendo alterações relevantes no contexto de desenvolvimento e disponibilização destes serviços, no novo período de regulação optou-se por manter a metodologia utilizada anteriormente.

Assim, **o parâmetro T mantém-se em 8 anos nos quatro anos do período de regulação**, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas. Quanto ao **parâmetro K, o valor a aplicar em Portugal continental continuará a refletir a evolução da inflação¹²², relativamente ao K aplicado em 2021**.

Como foi possível recolher informação adicional sobre algumas especificidades associadas ao custo da disponibilização destes serviços nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que aponta para que estes sejam maiores do que em Portugal continental, definiu-se um parâmetro K específico, aplicável à RAA e à RAM, que evoluirá ao longo do período de acordo com a inflação, tal como o de Portugal continental.

Nos quadros seguintes apresentam-se os parâmetros do ISI aplicáveis em 2022.

Quadro 11-2 - Parâmetros do Incentivo ISI para Portugal continental em 2022

Parâmetros ISI	2022
K (euros)	5,21
T (anos)	8

Fonte: ERSE, E-REDES

Quadro 11-3 - Parâmetros do Incentivo ISI para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2022

Parâmetros ISI	2022
K (euros)	5,29
T (anos)	8

Fonte: ERSE, EEM

¹²² Para a evolução de 2021 para 2022, utilizou-se o deflator do PIB (IPIB) aplicável à evolução dos parâmetros regulatórios, de acordo com o RT em vigor (variação do IPIB terminada no 2º trimestre do ano t-1, neste caso 2021). O IPIB a utilizar na evolução do parâmetro K ao longo do período de regulação 2022-2025 decorrerá desta metodologia.

11.2 INCENTIVO À GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE – REVISÃO DOS LIMITES

ENQUADRAMENTO

O incentivo à gestão otimizada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados foi revisto recentemente pela ERSE, através da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, tendo como objetivo a sua adaptação ao *phasing-out* gradual da atividade desenvolvida pela REN Trading, por se aproximar o fim da vigência de ambos os contratos, que ocorrerá no final de 2021 no caso da Tejo Energia e no primeiro trimestre de 2024 no caso da Turbogás.

Antes da publicação da referida Diretiva, a ERSE auscultou os diferentes agentes com interesse no setor elétrico, utilizando para o efeito uma consulta ao Conselho Tarifário (CT) e uma consulta dirigida ao beneficiário direto do incentivo, a REN Trading.

Deste processo de consulta a interessados resultou uma recomendação do CT, para que a ERSE procedesse ao “apuramento de todos os custos da REN Trading, permitido avaliar a suficiência do incentivo”, tendo presente que o mesmo deverá cobrir os custos de funcionamento eficientes desta empresa.

AÇÃO DE FISCALIZAÇÃO À REN TRADING

Em complemento às análises efetuadas aos custos da REN Trading no âmbito da revisão do incentivo, para dar resposta a esta recomendação do CT, a ERSE levou a cabo, durante o ano de 2021, uma ação de fiscalização conducente a um melhor entendimento sobre o funcionamento da empresa, a organização dos seus recursos e os respetivos custos.

Nesta ação de fiscalização procurou-se aferir a estrutura dos custos de funcionamento da REN Trading, designadamente a sua natureza fixa ou variável, a eficiência e razoabilidade dos custos, bem como as medidas tomadas ou previstas para o seu controlo e redução face à perspetiva de redução da atividade da empresa.

Através da análise dos elementos recolhidos nesta ação de fiscalização confirmou-se que:

- os custos de funcionamento da REN Trading não têm uma conexão direta com cada um dos CAE geridos pela empresa, existindo vários custos que são comuns e indivisíveis por central, o que faz

com que a estrutura de custos seja, no essencial, fixa, não obstante existirem algumas tarefas específicas em cada um dos CAE;

- os ganhos de eficiência nos recursos perspetivados até ao término do CAE da Tejo Energia, e após esse momento, deverão ser suficientes para que os custos de funcionamento se situem abaixo do limite mínimo definido para o incentivo em 2021 (1 milhão de euros);
- nos anos de 2022 e 2023 os custos de funcionamento poderão vir a situar-se acima do limite mínimo do incentivo (750 milhares de euros), possibilidade que está dependente, no essencial, da evolução da litigância com as centrais e dos custos associados à mesma, designadamente os custos com a constituição dos painéis financeiros e tribunais arbitrais previstos nos CAE e os custos com assessoria jurídica associados;
- no que respeita ao limite máximo do incentivo, constata-se que nos anos de 2021 (2,5 milhões de euros) e de 2022 e 2023 (1,5 milhões de euros) esse valor ficará seguramente acima dos custos de funcionamento da REN Trading;
- no ano de 2024 deverá observar-se uma insuficiência dos montantes do incentivo face aos limites mínimo e máximo atualmente definidos para esse ano (250 e 500 milhares de euros, respetivamente), designadamente se for mantida a estrutura de pessoal e os custos associados a litigância se mantiverem nos níveis atuais;
- a litigância atual e emergente poderá implicar a prorrogação da atividade da empresa, o que implicará o reconhecimento de custos de funcionamento da REN Trading em 2025, se não for possível o encerramento das contas da REN Trading e de todos os processos de litigância com as centrais até ao final de 2024.

ADAPTAÇÕES NA ABORDAGEM REGULATÓRIA À REN TRADING

A existência de custos extraordinários que não são totalmente controláveis pela REN Trading, designadamente resultantes de litigância com as centrais, gera um risco acrescido dos limites do incentivo puderem ser insuficientes para cobrir alguns custos desta natureza.

Este aspeto foi desde logo sinalizado no processo de revisão do incentivo e face às preocupações apresentadas pelo CT e pela empresa, a ERSE manifestou a intenção de avaliar regularmente a evolução destes custos e dos montantes do incentivo obtidos com a formulação e parâmetros propostos, de modo

a verificar que o equilíbrio económico e financeiro da atividade regulada desenvolvida pela REN Trading se encontra assegurado, de acordo com as atribuições estatutárias da ERSE.

Adicionalmente, os elementos recolhidos na ação de fiscalização acima referida permitiram clarificar aspetos da estrutura de custos e do funcionamento da empresa que se revelaram importantes para adaptar a abordagem regulatória à REN Trading nos próximos anos, de acordo com as medidas que se descrevem de seguida:

1. A incerteza e natureza variável associada aos custos com a constituição dos painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE, bem como dos custos de assessoria jurídica para representação e defesa da REN Trading nos mesmos, desaconselham a ponderação destes custos na fixação dos limites do incentivo à gestão otimizada dos CAE não cessados, pelo que deverão ser aceites fora do âmbito de aplicação do incentivo. A adoção desta medida terá de ser suportada por uma adequada desagregação e detalhe destes tipos de custos, através de norma complementar sujeita a certificação pela auditoria às contas para efeitos de regulação;
2. Com a aplicação da medida do ponto 1, fica assegurado que o limite mínimo fixado atualmente para os anos de 2022 e 2023 (750 milhares de euros) é suficiente para a cobertura dos demais custos de funcionamento (no essencial, custos com pessoal e FSE associados a sistemas de informação), pelo que se mantém nestes anos o limite mínimo;
3. Os limites mínimo e máximo do incentivo em 2024 (250 e 500 milhares de euros, respetivamente) foram calibrados no pressuposto de que a atividade da empresa se desenvolveria num período de tempo limitado, coerente com a vigência do CAE da Turbogás que termina em março de 2024. Contudo, caso a atividade da REN Trading se prolongue neste ano por motivos de litigância, deixa de fazer sentido associar os valores obtidos com o incentivo, e os seus limites, aos custos de funcionamento da empresa, uma vez que a sua atividade deixa de estar orientada para a otimização das receitas das centrais, que é subjacente à conceção do incentivo. Neste contexto, na preparação do exercício tarifário de 2024 será avaliada a necessidade de uma eventual prorrogação da atividade da REN Trading, em função da existência de painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE em vigor nesse momento. A confirmar-se, será prevista a aceitação de custos de funcionamento da REN Trading para além do prazo do CAE da Turbogás e, conseqüentemente fora do incentivo, mas na estrita medida do que for necessário para a decisão dos processos de litigância e para o encerramento das contas da REN Trading. A adoção desta medida implicará uma revisão do Regulamento Tarifário nos artigos aplicáveis

à REN Trading, por implicar uma regulação por custos aceites, num contexto muito particular do exercício da atividade da empresa;

4. À semelhança do descrito no ponto anterior, na preparação do exercício tarifário de 2025 avaliar-se-á, novamente, a necessidade a prorrogar a atividade da REN Trading, em função da existência de painéis financeiros e tribunais arbitrais dos CAE ainda sem decisão, com a correspondente previsão de custos até ao seu encerramento.