

**PARÂMETROS DE REGULAÇÃO
PARA O PERÍODO 2026 A 2029**

Dezembro 2025

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 DAS ATIVIDADES REGULADAS POR INCENTIVOS APLICADOS AO OPEX.....	5
2.1	Regras gerais da definição das bases de custos OPEX	5
2.1.1	Enquadramento.....	5
2.1.2	Procedimento de definição das bases de custos OPEX.....	6
2.2	Parâmetros para a atividade de Gestão Global do Sistema da REN	11
2.2.1	Enquadramento.....	11
2.2.2	Caracterização da atividade de GGS	13
2.2.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos de exploração da atividade de GGS	14
2.2.3.1	Base de custos de exploração	15
2.2.3.2	Meta de eficiência para a atividade de GGS	21
2.2.3.3	Resumo de parâmetros da atividade de GGS	22
2.2.4	Definição de parâmetros do incentivo à melhoria do desempenho da GGS (IMDGGS)	23
2.2.4.1	Incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema	23
2.2.4.2	Incentivo à melhoria da previsão da produção renovável	27
2.3	Parâmetros para as atividades reguladas das Regiões Autónomas	30
2.3.1	Enquadramento.....	31
2.3.2	Comparação entre as atividades nas duas Regiões Autónomas	33
2.3.2.1	Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	34
2.3.2.2	Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	35
2.3.2.3	Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	37
2.3.2.4	Análise dos custos de exploração imputados ao investimento	39
2.3.2.5	Conclusões	44
2.3.3	EDA	45
2.3.3.1	Parâmetros da Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	45
2.3.3.2	Parâmetros da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	50
2.3.3.3	Parâmetros da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	59
2.3.4	EEM	64
2.3.4.1	Parâmetros da Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	64
2.3.4.2	Parâmetros da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	71
2.3.4.3	Parâmetros da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	79
2.4	Parâmetros para a atividade de Comercialização de Energia Elétrica da SU Eletricidade	85
2.4.1	Enquadramento.....	85
2.4.2	Caracterização da atividade de Comercialização do continente (SU Eletricidade)	87
2.4.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos de exploração da atividade de Comercialização	89
2.4.3.1	Base de custos de exploração sujeita a metas de eficiência	89
2.4.3.2	Metas de eficiência.....	91
2.4.3.3	Resumo de parâmetros da atividade de Comercialização	92
3	PARÂMETROS DAS ATIVIDADES REGULADAS POR INCENTIVOS APLICADOS AO TOTEX	95

3.1	Regras gerais de definição dos parâmetros da metodologia TOTEX aplicada às atividades de TEE e de DEE.....	95
3.1.1	Bases de Custos Totais.....	97
3.1.2	Indutores de custos	100
3.1.3	Mecanismo de partilha de ganhos e perdas.....	110
3.2	Parâmetros para a atividade de Transporte de Energia Elétrica da REN	113
3.2.1	Enquadramento.....	113
3.2.2	Caracterização da atividade de TEE	115
3.2.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais da atividade de TEE	120
3.2.3.1	Base de custos totais para a atividade de TEE	120
3.2.3.2	Indutores aplicados à atividade de TEE	130
3.2.3.3	Meta de eficiência para a atividade de TEE	143
3.2.3.4	Resumo de parâmetros da Metodologia de regulação Por Incentivos aplicada aos custos Totais da atividade de TEE.....	144
3.2.4	Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas para a atividade TEE	145
3.2.4.1	Enquadramento	145
3.2.4.2	Parâmetros.....	146
3.2.5	Definição de parâmetros do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT).....	151
3.3	Parâmetros para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica da E-REDES	176
3.3.1	Enquadramento.....	176
3.3.2	Caracterização da atividade de DEE.....	179
3.3.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais da atividade de DEE	186
3.3.3.1	Base de custos totais para a atividade de DEE.....	186
3.3.3.2	Indutores aplicados à atividade de DEE	195
3.3.3.3	Metas de eficiência para a atividade de DEE	211
3.3.3.4	Resumo de Parâmetros da atividade de DEE	213
3.3.4	Mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	216
3.3.4.1	Enquadramento	216
3.3.4.2	Parâmetros.....	217
3.3.5	Definição de parâmetros do Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da rede de Distribuição (IMDD)	223
3.3.5.1	Incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	224
3.3.5.2	Incentivo à melhoria da continuidade de serviço	230
3.3.5.3	Incentivo à atribuição de capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo.....	244
3.3.5.4	Incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, na modalidade de acesso com restrições	246
3.4	Parâmetros para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador	255
3.4.1	Enquadramento.....	255

3.4.2	Caracterização da atividade de OLMC	256
3.4.3	Definição de parâmetros da metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais do OLMC.....	258
3.4.3.1	Base de custos	258
3.4.3.2	Meta de eficiência da atividade de OLMC.....	259
3.4.3.3	Resumo de parâmetros da atividade de OLMC	260
4	TAXA DE REMUNERAÇÃO	261
4.1	Introdução	261
4.2	Evolução do contexto regulatório e económico	262
4.3	Metodologia	265
4.4	Definição das variáveis de cálculo do custo de capital	267
4.4.1	Taxa de imposto	267
4.4.2	Taxa de juro sem risco	267
4.4.3	<i>Gearing</i>	270
4.4.4	Custo do capital próprio	273
4.4.4.1	Breve enquadramento teórico.....	273
4.4.4.2	Prémio de risco de mercado	274
4.4.4.3	Beta do capital próprio.....	279
4.4.5	Custo do capital alheio	285
4.5	Custo do capital médio ponderado estimado para 2026	289
4.6	Metodologia de indexação para o período 2026 a 2029	294
4.6.1	Avaliação do mecanismo de indexação	295
4.6.2	Mecanismo de indexação	304
4.7	Taxa de remuneração efetiva	306
5	CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO	311
5.1	Níveis eficientes de Custos	311
5.1.1	Enquadramento.....	311
5.1.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia.....	312
5.1.3	Metodologia de aferição dos custos de referência	319
5.1.4	Análise dos Resultados	321
6	MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS.....	329
6.1	Introdução	329
6.2	Fuelóleo.....	332
6.2.1	Mercados de referência.....	332
6.2.2	Componentes de custo do fuelóleo.....	332
6.2.3	Componentes dos custos do armazenamento do fuelóleo	335
6.3	Gasóleo.....	336
6.3.1	Mercado de referência	336
6.3.2	Componentes de custo do gasóleo	337

6.3.3	Componentes dos custos do armazenamento do gasóleo	338
6.4	Gás Natural.....	338
6.4.1	Enquadramento.....	338
6.4.2	Mercado de referência	339
6.4.3	Componentes de custo do gás do gás natural.....	340
6.4.4	Componentes dos custos do armazenamento do gás natural.....	340
6.5	Conclusão	341
7	OUTROS PARÂMETROS A APLICAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO DE 2026 A 2029.....	343
7.1	Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT.....	343
7.2	Remuneração das necessidades de fundo de maneio.....	346
7.2.1	Enquadramento.....	346
7.2.2	Parâmetros da remuneração das necessidades de fundo de maneio	347
7.3	Mecanismo que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo	348

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Gastos de exploração controláveis líquidos de rendimentos operacionais nas atividades reguladas por incentivos.....	8
Figura 2-2 – Base de custos OPEX 2026 nas atividades reguladas por incentivos	10
Figura 2-3 – Custos de Exploração Reais e Aceites pela ERSE – atividade de GGS (preços correntes)	13
Figura 2-4 – Evolução dos custos de exploração reais, por natureza principal – atividade de GGS (preços correntes).....	14
Figura 2-5 –Base de Custos OPEX da atividade de GGS - Metodologia para novo período de regulação	21
Figura 2-6 – Evolução da base de custos OPEX para o novo período de regulação – atividade de GGS	22
Figura 2-7 - Incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema	27
Figura 2-8 – Erro absoluto de previsão da produção solar e eólica em percentagem da potência média desta produção	28
Figura 2-9 - Incentivo à melhoria da previsão da produção renovável.....	30
Figura 2-10 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA (preços constantes de 2024)	34
Figura 2-11 - Comparação dos OPEX real, por natureza, da EDA e da EEM.....	35
Figura 2-12 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA (preços constantes de 2024)	36
Figura 2-13 - Comparação dos OPEX real por natureza da EDA e da EEM.....	37

Figura 2-14 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA (preços constantes de 2024)	38
Figura 2-15 - Comparação dos OPEX real por natureza da EEM e da EDA.....	39
Figura 2-16 – Taxas teóricas de imputação de TPE aos ativos– EDA e EEM.....	41
Figura 2-17 – Comparação dos OPEX da EEM e da EDA com imputação de TPE teóricos na AGS (preços constantes de 2024).....	42
Figura 2-18 – Comparação dos OPEX da EEM e da EDA com imputação de TPE teóricos na DEE (preços constantes de 2024).....	43
Figura 2-19 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EDA.....	45
Figura 2-20 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia emitida (preços constantes de 2024).....	46
Figura 2-21 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS	48
Figura 2-22 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	50
Figura 2-23 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de DEE da EDA	51
Figura 2-24 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por energia distribuída, preços constantes de 2024).....	52
Figura 2-25 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por número de clientes, preços constantes de 2024).....	52
Figura 2-26 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de DEE.....	55
Figura 2-27 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	58
Figura 2-28 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de CEE da EDA	59
Figura 2-29 - Evolução do número médio de clientes da EDA	60
Figura 2-30 - Custos unitários por cliente da EDA (preços constantes de 2024)	60
Figura 2-31 - Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de CEE.....	62
Figura 2-32 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	64
Figura 2-33 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EEM	66
Figura 2-34 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia emitida (preços constantes de 2024).....	67
Figura 2-35 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS da EEM	69
Figura 2-36 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	71
Figura 2-37 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de DEE da EEM.....	72
Figura 2-38 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por energia distribuída, preços constantes de 2024).....	73
Figura 2-39 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE (Por número de clientes, preços constantes de 2024).....	74
Figura 2-40 - Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de DEE da EEM	76
Figura 2-41 - Resultado previsto com aplicação da metodologia	79

Figura 2-42 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de CEE da EEM	80
Figura 2-43 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de CEE (Por cliente, preços constantes de 2024)	81
Figura 2-44 - Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de CEE da EEM	83
Figura 2-45 – Resultado previsto com aplicação da metodologia.....	85
Figura 2-46 - Evolução do número médio de clientes da SU Eletricidade.....	87
Figura 2-47 - Custos unitários por cliente da SU Eletricidade (preços constantes 2024).....	88
Figura 2-48 – Gastos de exploração por natureza da SU Eletricidade (preços correntes)	89
Figura 2-49 -Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de comercialização da SU Eletricidade	91
Figura 2-50 – Resultado previsto para a base de custos com aplicação da metodologia – SU Eletricidade	94
Figura 2-51 – Resultado previsto para o custo unitário com aplicação da metodologia – SU Eletricidade	94
Figura 3-1 – Relação entre parcelas do TOTEX, componente fixa e variáveis e indutores.....	102
Figura 3-2 – OPEX por energia – atividade de TEE (preços constantes 2024).....	115
Figura 3-3 – OPEX por km de rede – atividade de TEE (preços constantes 2024)	115
Figura 3-4 – OPEX da atividade de TEE (preços correntes)	117
Figura 3-5 –Proveitos Permitidos Totais por energia – atividade de TEE (preços constantes 2024) ...	118
Figura 3-6 - Evolução dos investimentos entrados em exploração (preços constantes de 2024) – atividade de TEE.....	120
Figura 3-7 – Componente OPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação	122
Figura 3-8 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação	128
Figura 3-9– Detalhe de cálculo das componentes de CAPEX da Base de Custos Totais TEE	129
Figura 3-10 –Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação	129
Figura 3-11 – Evolução anual dos indutores físicos (previsto e reais) da atividade de TEE no PR 2022-2025	131
Figura 3-12 – Evolução anual da componente variável do proveito com indutores físicos da atividade de TEE no PR 2022-2025	132
Figura 3-13 – VA da componente variável do proveito da atividade de TEE no PR 2022-2025	132
Figura 3-14 – Variação do VA da componente variável do proveito por indutor físico (previsto e real) no PR 2022-2025	133
Figura 3-15 - Evolução da extensão da rede de transporte no período de 2014 a 2029	138
Figura 3-16 - Evolução da potência firme ligada à rede de transporte para produtores no período de 2014 a 2029	138

Figura 3-17 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de TEE e recálculo do TOTEX para o ano 2026 por aplicação dos indutores físicos	139
Figura 3-18 – Evolução da potência máxima e média nas entradas da RNT	141
Figura 3-19 – Indicadores de utilização da capacidade da RNT através do rácio entre potências máxima e média nas entradas e a potência de transformação	141
Figura 3-20 – Evolução da potência máxima e média nas saídas da RNT	142
Figura 3-21 – Indicadores de utilização da capacidade da RNT através do rácio entre potências máxima e média nas saídas e a potência de transformação.....	142
Figura 3-22 – Evolução da base de custos TOTEX para o novo período de regulação – atividade de TEE	145
Figura 3-23 – Impacte da eficácia na execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas do período de regulação 2022-2025.....	148
Figura 3-24 – Impacte da eficácia da execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas alternativas para o período de regulação 2026-2029.....	149
Figura 3-25 – Simulação de intervalo de variação da rentabilidade efetiva da atividade de TEE, no período de regulação 2026-2029, após aplicação do mecanismo de partilha	150
Figura 3-26 - Evolução da taxa combinada de disponibilidade	154
Figura 3-27 - Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE).....	156
Figura 3-28 - Evolução do nível de integração dos mercados.....	158
Figura 3-29 - Evolução da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário, no sentido importador.....	159
Figura 3-30 – Evolução da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário, no sentido exportador	159
Figura 3-31 - Incentivo à maximização da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário (ex. sentido importador).....	160
Figura 3-32 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de injeção na RNT	164
Figura 3-33 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de injeção na RND, em resultado da coordenação entre ORT e ORD	164
Figura 3-34 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de alimentação de consumo de instalações ligadas à RNT	168
Figura 3-35 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de alimentação de consumo ligado à RND, em resultado da coordenação entre ORT e ORD	169
Figura 3-36 - Evolução do OPEX controlável real (preços correntes).....	180
Figura 3-37 – Custos Operacionais Reais Controláveis (OPEX) por cliente em BT (preços constantes 2024).....	181
Figura 3-38 - Custos Operacionais Reais Controláveis (OPEX) por energia em AT/MT (preços constantes 2024)	181
Figura 3-39 - OPEX real e aceite em BT (preços correntes)	182
Figura 3-40 - OPEX real e aceite em AT/MT (preços correntes).....	183

Figura 3-41 - TOTEX – atividade de DEE (preços correntes)	184
Figura 3-42 - TOTEX por energia – atividade de DEE (preços constantes 2024)	184
Figura 3-43 - Evolução dos investimentos entrados em exploração (preços constantes de 2024) – atividade de DEE	185
Figura 3-44 – Componente OPEX da Base de Custos Totais BT - Metodologia para novo período de regulação	188
Figura 3-45 – Componente OPEX da Base de Custos Totais AT/MT - Metodologia para novo período de regulação	189
Figura 3-46 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais DEE - BT - Metodologia para novo período de regulação	193
Figura 3-47 – Detalhe de cálculo das componentes de CAPEX da Base de Custos da DEE BT	193
Figura 3-48 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais DEE – AT/MT - Metodologia para novo período de regulação	194
Figura 3-49 – Detalhe de cálculo das componentes de CAPEX da Base de Custos da DEE AT/MT	194
Figura 3-50 – Base de Custos Totais DEE - BT - Metodologia para novo período de regulação	195
Figura 3-51 –Base de Custos Totais DEE AT/MT -- Metodologia para novo período de regulação.....	195
Figura 3-52 – Evolução anual dos indutores físicos (previsto e reais) da atividade de DEE AT/MT no PR 2022-2025.....	196
Figura 3-53 – Evolução anual da componente variável do proveito com indutores físicos da atividade de DEE AT/MT no PR 2022-2025.....	197
Figura 3-54 – VA da componente variável do proveito da atividade de DEE AT/MT no PR 2022-2025	198
Figura 3-55 – Variação do VA da componente variável do proveito por indutor físico (previsto e real) no PR 2022-2025	199
Figura 3-56 - Evolução da extensão da rede de distribuição em AT/MT no período de 2014 a 2029 ..	203
Figura 3-57 - Evolução da potência firme ligada à rede de distribuição em AT/MT para produtores no período de 2014 a 2029.....	203
Figura 3-58 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de DEE em AT/MT e recalcular do TOTEX para o ano 2026 por aplicação dos indutores físicos.....	204
Figura 3-59 – Evolução anual dos indutores físicos (previsto e reais) da atividade de DEE BT, no PR 2022-2025.....	205
Figura 3-60 – Evolução anual da componente variável do proveito com indutor físico da atividade de DEE BT, no PR 20222025.....	206
Figura 3-61 – VA da componente variável do proveito da atividade de DEE BT no PR 2022-2025.....	207
Figura 3-62 - Evolução do número médio de clientes em BT no período de 2012 a 2025	210
Figura 3-63 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de DEE em BT e recalcular do TOTEX para o ano 2026 por aplicação do indutor físico	211
Figura 3-64 – Evolução da base de custos TOTEX para o novo período de regulação – atividade de DEE - BT.....	215

Figura 3-65 – Evolução da base de custos TOTEX para o novo período de regulação – atividade de DEE – AT/MT	215
Figura 3-66 – Comparação de valores de investimento em exploração previstos pela E-REDES com os executados – 2021 a 2025.....	217
Figura 3-67 – Impacte da eficácia de execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas do período de regulação 2022-2025 - BT	219
Figura 3-68 – Impacte da eficácia de execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas do período de regulação 2022-2025 – AT/MT.....	219
Figura 3-69 – Impacte da eficácia de execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas alternativas para o período de regulação 2026-2029 - BT.....	220
Figura 3-70 – Impacte da eficácia de execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas alternativas para o período de regulação 2026-2029 – AT/MT	221
Figura 3-71 – Simulação de intervalo de variação das rentabilidades efetivas das atividades de DEE-NT e DEE - BT, no período de regulação 2026-2029, após aplicação do mecanismo de partilha com as novas bandas.....	222
Figura 3-72 – Componente 1 do incentivo à redução de perdas para o período de regulação 2026-2029.....	225
Figura 3-73 - Evolução da taxa de perdas em função do peso dos consumos em BT	227
Figura 3-74 - Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo para o período de regulação 2026-2029	228
Figura 3-75 – Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	231
Figura 3-76 – Valores de TIEPI em Portugal	234
Figura 3-77 - Valores do incentivo à melhoria da continuidade de serviço de 2003 a 2024.....	234
Figura 3-78 – Valores de TIEPI para o período de regulação de 2026-2029	236
Figura 3-79 - Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço	238
Figura 3-80 – Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT	240
Figura 3-81 – Número de 5% postos de transformação pior servidos por classe de duração de interrupção, em minutos	241
Figura 3-82 – Valores de SAIDI MT 5% para o período de regulação 2026-2029.....	242
Figura 3-83 - Relação entre o benefício económico anual, incentivo à melhoria da continuidade de serviço e investimentos	243
Figura 3-84 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de injeção na RND.....	246
Figura 3-85 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de alimentação de consumo ligado à RND	248
Figura 3-86 – Evolução dos custos de TOTEX da atividade de OLMC.....	257
Figura 3-87 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de OLMC	259
Figura 3-88 - Resultado previsto com aplicação da metodologia ao OLMC.....	260
Figura 4-1 - <i>Yields</i> das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund)	263

Figura 4-2 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 12 meses	264
Figura 4-3 - Inflação (IPC) em Portugal	264
Figura 4-4 – Períodos de cálculo da taxa de juro sem risco	269
Figura 4-5 - <i>Gearing</i> EDP e REN (valores de mercado) e EDA e EEM (valores contabilísticos).....	271
Figura 4-6 - Evolução do prémio de risco de mercado	276
Figura 4-7 - Evolução do custo médio da dívida da EDP, REN, EEM e EDA	286
Figura 4-8 - Evolução do custo da dívida implícito no CCMP por via do mecanismo de indexação.....	287
Figura 4-9 - Evolução do custo de financiamento das empresas, do custo da dívida implícito no CCMP por via do mecanismo de indexação, das OT e Euribor.....	288
Figura 4-10 – Efeitos no CCMP da DEE com as diferentes possibilidades.....	291
Figura 4-11 – Efeitos no CCMP da TEE com as diferentes possibilidades	292
Figura 4-12 – Comparação internacional do CCMP	294
Figura 4-13 – Evolução das taxas de remuneração da DEE (taxa inicial de parâmetros e taxa indexada) e evolução das OT a 10 anos e da Euribor a 12 meses.....	297
Figura 4-14 – Evolução das taxas de remuneração da TEE (taxa inicial de parâmetros e taxa indexada, incluindo o efeito do prémio dos ativos a CRef) e evolução das OT a 10 anos e da Euribor a 12 meses.....	298
Figura 4-15 – Comparação das taxas de remuneração da DEE (taxa inicial de parâmetros, taxa indexada e taxa com indexação de 1/1) e evolução das OT a 10 anos	299
Figura 4-16 – Comparação das taxas de remuneração da TEE (taxa inicial de parâmetros, taxa indexada e taxa com indexação de 1/1, incluindo o efeito do prémio dos ativos a CRef) e evolução das OT a 10 anos.....	300
Figura 4-17 – Diferencial de proveitos na DEE por via de diferencial nas taxas de remuneração (não indexação para indexação base e indexação de 1/1 para indexação base)	301
Figura 4-18 – Diferencial de proveitos na TEE por via de diferencial nas taxas de remuneração (não indexação para indexação base e indexação de 1/1 para indexação base)	301
Figura 4-19 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica.....	305
Figura 4-20 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte e Gestão de Sistema	306
Figura 5-1 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	315
Figura 5-2 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 < 4 500 000 Clientes.....	322
Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 < 360 000 Clientes.....	323
Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 < 90 000 Clientes.....	324
Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 21 000 Clientes.....	325

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Parâmetros da GGS	22
Quadro 2-2 – Parâmetros do incentivo à maximização das ofertas de serviços de sistema	26
Quadro 2-3 – Parâmetros do incentivo à melhoria da previsão de produção renovável	29

Quadro 2-4 - Parâmetros da AGS.....	49
Quadro 2-5 - Parâmetros da DEE	58
Quadro 2-6 - Parâmetros da CEE	63
Quadro 2-7 - Parâmetros da AGS.....	70
Quadro 2-8 - Parâmetros da DEE.....	78
Quadro 2-9 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EEM para 2026-2029	84
Quadro 2-10 - Parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização da SU Eletricidade para 2026-2029	93
Quadro 3-1 – Aplicação do indutor de neutralização da eficiência ao longo do período de regulação	101
Quadro 3-2 – Grandezas físicas identificadas como possíveis indutores físicos das atividades de TEE e DEE.....	104
Quadro 3-3 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores físicos da atividade de TEE	135
Quadro 3-4 - Parâmetros da metodologia TOTEX para o período de regulação 2022-2025 – Atividade de TEE	144
Quadro 3-5 – Comparação de valores de investimento em exploração previstos pela REN com os executados – 2021 a 2025	146
Quadro 3-6 – Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de TEE para o período de regulação 2026-2029.....	151
Quadro 3-7 – Proposta de parâmetros da componente 1 do IMDT	154
Quadro 3-8 – Proposta de parâmetros da componente 2 do IMDT	156
Quadro 3-9 – Proposta de parâmetros da componente 3 do IMDT	162
Quadro 3-10 - Proposta de parâmetros da componente 4 do IMDT	170
Quadro 3-11 - Proposta de parâmetros da componente 5 do IMDT	170
Quadro 3-12 – Proposta de parâmetros da componente 4 e 5 do IMDT a constar da proposta conjunta dos operadores das redes.....	172
Quadro 3-13 - Parâmetros a aplicar no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT para o período de regulação de 2022-2025.....	173
Quadro 3-14 - Parâmetros da parcela IMDT ₁	173
Quadro 3-15 - Parâmetros da parcela IMDT ₂	175
Quadro 3-16 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores físicos da atividade de DEE em AT/MT	201
Quadro 3-17 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores da atividade de DEE em BT	208
Quadro 3-18 – Parâmetros para o período de regulação 2026-2029 – Atividade de distribuição em BT	214
Quadro 3-19 – Parâmetros para o período de regulação 2026-2029 – Atividade de distribuição em AT/MT	214

Quadro 3-20 – Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de DEE em AT/MT e em BT para o período de regulação 2026-2029	223
Quadro 3-21 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2026-2029.....	229
Quadro 3-22 – Parâmetros da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025.....	233
Quadro 3-23 - Determinação dos valores de END _{REF} para o período de regulação de 2026-2029	236
Quadro 3-24 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2026-2029.....	237
Quadro 3-25 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025.....	239
Quadro 3-26 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação 2026-2029.....	242
Quadro 3-27– Proposta de parâmetros do incentivo relativo à atribuição de capacidade de injeção .	249
Quadro 3-28– Proposta de parâmetros do incentivo relativo à atribuição de capacidade de alimentação de consumo.....	249
Quadro 3-29 – Proposta de parâmetros das componentes do IMDD	251
Quadro 3-30 - Parâmetros a aplicar no incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação de 2026-2029.....	251
Quadro 3-31 - Parâmetros a aplicar no incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2026-2029.....	252
Quadro 3-32 - Parâmetros a aplicar no incentivo à atribuição de capacidade de injeção e de alimentação de consumo na RND, na modalidade de acesso com restrições, para o período de regulação 2026-2029.....	253
Quadro 3-33 - Parâmetros da atividade de OLMC.....	260
Quadro 4-1 - Taxa de juro sem risco	270
Quadro 4-2 - Ráios de endividamento definidos pelos reguladores europeus	272
Quadro 4-3 - <i>Gearing</i> definido para o período de regulação e valores de comparação	272
Quadro 4-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores	278
Quadro 4-5 - Prémio de risco de mercado.....	279
Quadro 4-6 – Dados base empresas comparáveis (<i>peers</i>)	283
Quadro 4-7 – Detalhe do cálculo dos betas do ativo das empresas comparáveis a partir do beta do capital próprio publicado pela Bloomberg.....	284
Quadro 4-8 – Betas dos ativos (valores médios) da EDP e da REN	285
Quadro 4-9 - Custo da dívida	289
Quadro 4-10 - Resumo das metodologias de cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor elétrico.....	290

Quadro 4-11 - Custo de Capital Médio Ponderado das atividades de DEE e TEE estimados para 2026	290
Quadro 4-12 – Aplicação das taxas de remuneração às atividades reguladas.....	292
Quadro 4-13 - Custo de Capital do OLMCA.....	293
Quadro 4-14 - Vantagens e desvantagens das alternativas de atuação sobre o declive do mecanismo de partilha.....	303
Quadro 4-15 - CCMP previstos para 2022 e estimados para 2025, com e sem efeitos dos incentivos específicos	307
Quadro 4-16 - CCMP máximos previstos para o período de regulação 2026-2029.....	309
Quadro 5-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2018 a 2024.....	313
Quadro 5-2 - Análise Descritiva da Amostra C/ Grupos Económicos – 2018 a 2024	314
Quadro 5-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão	316
Quadro 5-4 - Análise descritiva por Setor de Atividade	317
Quadro 5-5 - Análise descritiva por Enquadramento Regulatório	318
Quadro 6-1 - Parâmetros para aquisição de fuelóleo na EDA.....	332
Quadro 6-2 - Parâmetros para aquisição de fuelóleo na EEM	333
Quadro 6-3 – Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na EDA e na EEM, em 2026.....	336
Quadro 6-4 - Parâmetros para aquisição de gasóleo na EDA	337
Quadro 6-5 - Parâmetros para aquisição de gasóleo na EEM.....	338
Quadro 6-6 - Parâmetros para aquisição de gás na EEM	340
Quadro 6-7 – Custos aceites com a armazenagem de gás natural na EEM, em 2026	341
Quadro 7-1 - Parâmetros do Incentivo INS para Portugal continental em 2026	345
Quadro 7-2 - Parâmetros do Incentivo INS para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2026.....	345
Quadro 7-3 – Parâmetros a aplicar à remuneração das necessidades de fundo de maneio	347

1 INTRODUÇÃO

Os parâmetros de regulação a aplicar às atividades reguladas para o período de regulação 2026-2029 são apresentados no presente documento.

Os parâmetros são:

- as taxas de remuneração dos ativos das atividades;
- as bases de custos sujeitas a metas de eficiência;
- as metas de eficiência;
- o peso das parcelas variáveis das bases de custos e os indutores de custos com os quais evoluem;
- outros parâmetros específicos de mecanismos e incentivos regulatórios.

Estes parâmetros são essenciais para a determinação dos proveitos permitidos das atividades reguladas, e estão previstos no [Regulamento n.º 1218/2025, publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 216/2025, de 7 de novembro de 2025](#). Para efeitos da decisão tarifária para 2026, considera-se este como o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico em vigor (RT em vigor).

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

Na presença de assimetria de informação, a regulação por incentivos pretende levar as empresas a desenvolverem os processos mais eficientes e a tomarem as decisões economicamente mais racionais, com vista à diminuição dos gastos e à melhoria da qualidade dos seus processos, procurando, em paralelo, deixar às empresas margens de decisão suficientes para a prossecução destes objetivos.

Os parâmetros definidos no presente documento materializam as decisões plasmadas nas revisões regulamentares dos últimos anos¹, sendo a mais recente a que foi colocada em discussão através da [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#). Destas revisões regulamentares resultou, designadamente, a promoção de uma regulação exigente, que incentiva uma gestão eficiente das atividades reguladas, e ao mesmo

¹ Com destaque para a revisão regulamentar de 2021, ao abrigo da [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), que implementou a metodologia por incentivos aplicada aos custos totais das atividades de transporte de energia elétrica e de distribuição de energia elétrica.

tempo flexível e dinâmica, 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 de perdas entre as empresas e os consumidores, fundamental numa regulação por incentivos.

A definição dos parâmetros regulatórios foi precedida de uma avaliação do desempenho das empresas até 2024, face às metas propostas no período de regulação, realizada no documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico». No seguimento desta avaliação procurou-se assegurar, com a redefinição dos parâmetros, uma partilha de ganhos por todos os agentes do setor, como previsto no artigo 4.º do RT em vigor.

A estrutura do documento e respetivos conteúdos são os seguintes:

- O capítulo 2 apresenta os parâmetros das atividades reguladas por incentivos aplicados aos gastos de exploração, ou OPEX², com a seguinte desagregação:
 - O capítulo 2.1 apresenta os procedimentos de definição das bases de custos OPEX, aplicados transversalmente a todas atividades.
 - O capítulo 2.2 apresenta os parâmetros para a atividade de Gestão Global do Sistema do operador da rede de transporte, REN, S.A.
 - O capítulo 2.3 é dedicado às atividades reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.
 - O capítulo 2.4 é dedicado à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da SU Eletricidade.
- O capítulo 3 apresenta os parâmetros das atividades reguladas por incentivos aplicados aos gastos totais, quer de exploração quer de investimentos, ou TOTEX³, com a seguinte desagregação:
 - O capítulo 3.1 apresenta os procedimentos de definição dos principais parâmetros da metodologia TOTEX, como as bases de custos TOTEX, os indutores e os parâmetros do

² Do inglês “*Operational Expenditure*”.

³ Do inglês “*Total Expenditure*”, que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*). Por sua vez, o CAPEX, ou custo com capital, inclui a remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e comparticipações, e as amortizações do exercício.

mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, aplicáveis às atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica.

- O capítulo 3.2 apresenta os parâmetros para a atividade de Transporte de Energia Elétrica do operador da rede de transporte, REN, S.A.
- O capítulo 3.3 apresenta os parâmetros para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica do operador da rede de distribuição, E-REDES, S.A.
- O capítulo 3.4 apresenta os parâmetros para a atividade apresenta os parâmetros para a atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE.
- O capítulo 4 apresenta a metodologia aplicada na determinação das taxas de remuneração das atividades reguladas do continente e das Regiões Autónomas.
- No capítulo 5 são apresentados os custos de referência da atividade de comercialização.
- O capítulo 6 apresenta os parâmetros do mecanismo de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas.
- No capítulo 7 são apresentadas as justificações para outros parâmetros a aplicar no período de regulação de 2026 a 2029, designadamente: i) os parâmetros do incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes, com incidência nas atividades de distribuição de energia elétrica em Baixa Tensão no continente (E-REDES) e Regiões Autónomas (EEM e EDA), ii) o mecanismo de remuneração das necessidades de fundo de maneio do Comercializador de Último Recurso (CUR) e do Gestor Integrado de Garantias (GIG), e iii) os parâmetros para o cálculo do mecanismo que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo, prevista no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.

2 PARÂMETROS DAS ATIVIDADES REGULADAS POR INCENTIVOS APLICADOS AO OPEX

2.1 REGRAS GERAIS DA DEFINIÇÃO DAS BASES DE CUSTOS OPEX

2.1.1 ENQUADRAMENTO

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 gastos controláveis a recuperar por aplicação das tarifas, definido no início do período de regulação, que evolui durante o mesmo consoante as metas de eficiência definidas (“X”) e a taxa de inflação (IPIB). A componente variável das bases de custo evolui, igualmente, com os indutores de custo⁴. Os gastos controláveis correspondem aos gastos sobre os quais podem incidir metas de eficiência, por se considerar que podem ser controlados pela empresa, isto é, decorrem das suas decisões de gestão.

Assim, para as atividades reguladas por incentivos aplicados aos gastos de exploração (OPEX⁵), no início de mais um período de regulação (PR 2026-2029) torna-se necessário definir uma nova base de custos OPEX para o ano de 2026. Nesta situação encontram-se as três atividades da EDA e da EEM (atividades de aquisição de energia elétrica e de gestão de sistema, atividade de distribuição e atividade de comercialização), a atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) da REN e a atividade de comercialização do Comercializador de Último Recurso (CUR) da SU Eletrociade.

De acordo com as metodologias de regulação por incentivos aplicadas ao OPEX atualmente em vigor, o valor definido para a base de custos OPEX em 2026 evoluirá ao longo do PR 2026-2029 de acordo com o “IPIB-X”. Nalgumas atividades, a base de custos inicial progredirá também de acordo com a evolução de alguns indutores físicos. Todos estes parâmetros são definidos para cada atividade, no capítulo respetivo.

⁴ Variáveis físicas ou de natureza económica financeira que refletem a evolução da atividade.

⁵ Do inglês *Operational Expenditure*, ou gastos de exploração.

2.1.2 PROCEDIMENTO DE DEFINIÇÃO DAS BASES DE CUSTOS OPEX

Na definição da base de custos procura-se incorporar os ganhos de eficiência já alcançados pela empresa, considerando o comportamento da evolução dos gastos aceites pela ERSE e os gastos reais da empresa, como previsto no artigo 4.º do RT em vigor.

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 gastos e, por outro, transferir para os consumidores parte dos ganhos de eficiência efetivamente alcançados nos anteriores períodos de regulação.

Neste exercício, deve também ser assegurado que a base de custos incorpore apenas os gastos e rendimentos controláveis pelas empresas, que decorrem estritamente da atividade operacional regulada. Isto é, devem ser excluídos os efeitos contabilísticos que resultem das opções de financiamento das empresas (gastos financeiros) ou do pagamento de impostos não relacionados com a atividade operacional regulada.

PASSOS SEGUIDOS NA DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS OPEX

Neste contexto, e procurando garantir estes vários objetivos, o processo de definição das bases de custos para o PR 2026-2029, que segue a metodologia já aplicada para o PR 2022-2025, baseia-se nos seguintes passos:

1. **Análise do desempenho** dos gastos de exploração de cada atividade nos últimos anos, face às metas definidas pela ERSE em cada período de regulação, que consta do documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico»⁶. As conclusões mais relevantes dessa análise para a determinação das bases de custos são destacadas, no presente documento, nos capítulos das respetivas atividades, nas secções denominadas “Caracterização da atividade”.
2. **Decisão sobre as rubricas de gastos e de rendimentos que devem ser consideradas** na nova base de custos, de forma a garantir que esta reflete apenas a atividade operacional e que haja uma harmonização entre todas as atividades e setores (elétrico e do gás natural). Este passo implica uma análise específica de certas componentes de gastos, resultando nalguns ajustamentos ao OPEX a

⁶ Publicado como anexo ao documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026”.

considerar, quer o considerado elegível para o reconhecimento na base custo OPEX (real), quer o que é de facto incluído na base de custo OPEX (aceite). De um modo simplificado, a base de custos OPEX para o PR 2026-2029 é igual aos gastos de exploração controláveis subtraídos dos rendimentos de exploração, corrigidos de ajustamentos específicos (rubricas a incluir ou excluir). Nos capítulos de cada atividade, este passo é especificado com a designação “ajustamentos específicos”.

3. Comparação entre o OPEX real médio dos últimos dois anos e o respetivo valor aceite pela ERSE, após incorporação dos ajustamentos às rubricas de gastos e rendimentos decorrentes do ponto anterior:

- i) Efetuou-se a média dos gastos de exploração reais da atividade em 2023 e 2024, a preços de 2024 (com a aplicação do IPIB de 2024 aos dados de 2023), após ajustamentos específicos;
- ii) Efetuou-se a média dos custos de exploração aceites pela ERSE nos anos de 2023 e 2024, a preços de 2024 (com a aplicação do IPIB de 2024 aos dados de 2023), após ajustamentos específicos.

Refira-se que a seleção dos anos de 2023 e 2024 como ponto de partida justifica-se por corresponderem aos dois últimos anos de informação financeira real auditada, permitindo igualmente atenuar efeitos extraordinários que se verifiquem num ano em particular.

4. Aplicação de um fator de partilha

Tendo-se obtido o valor médio a preços de 2024, quer dos custos reais, quer dos custos aceites, já incorporando os ajustamentos específicos, calculou-se uma média ponderada destes dois valores tendo em conta um fator de partilha do desempenho. O fator de partilha varia de atividade para atividade, em função do respetivo desempenho, isto é, da maior ou menor aproximação dos valores reais aos aceites, observada no período de regulação em curso. Estas opções encontram-se justificadas nos capítulos de cada atividade, sob o título de “Fator de Partilha”.

5. Evolução de 2024 a 2026 - tendo-se definido a base de custos, com referência a 2024, através dos pontos anteriores, esta é atualizada para 2026. Essa atualização considera a manutenção dos pressupostos do período de regulação que termina em 2025:

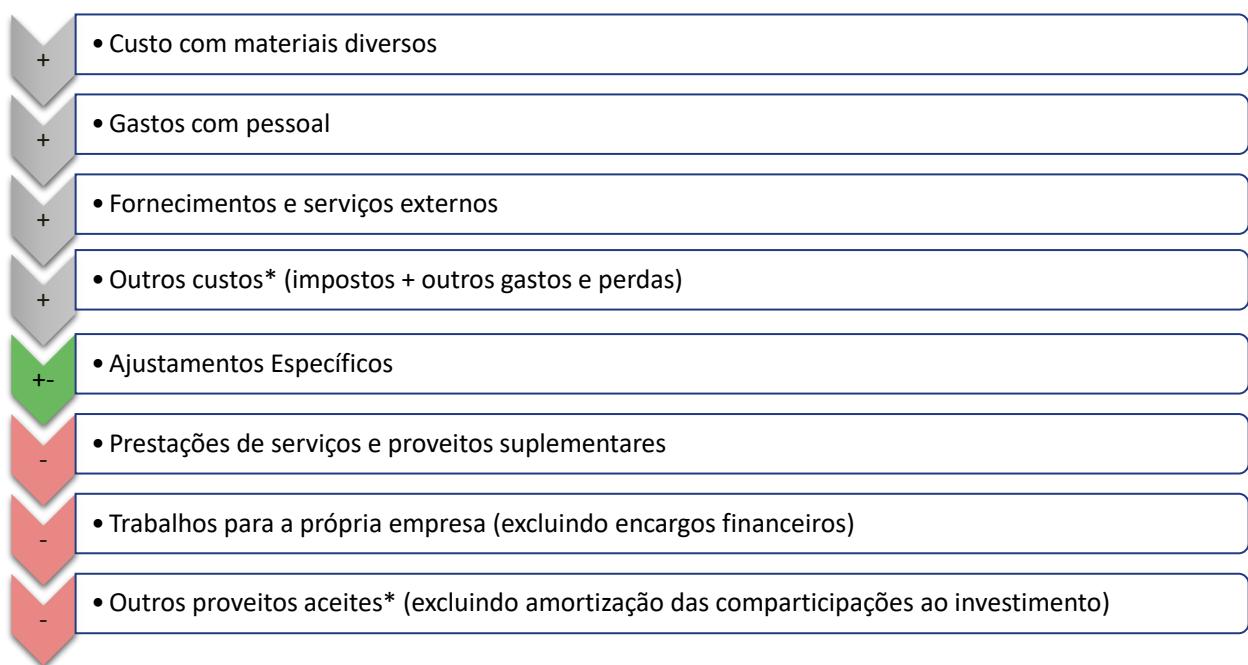
- i) manutenção das percentagens de parcela fixa e de parcelas variáveis utilizadas no período de regulação 2022-2025, quando aplicável;
- ii) variação tendo em conta o IPIB, as metas de eficiência e os indutores de custo definidos no período de regulação 2022-2025.

No ponto seguinte, descreve-se com mais detalhe os princípios seguidos na definição das rubricas de custos (gastos) consideradas na base de custos.

RUBRICAS DE CUSTOS (GASTOS) CONSIDERADAS NA BASE DE CUSTOS

Para efeitos da definição dos gastos de exploração (líquidos de rendimentos) que integram base de custos OPEX, para se implementar o ponto 2 acima descrito, consideraram-se as rubricas apresentadas na Figura 2-1.

Figura 2-1 - Gastos de exploração controláveis líquidos de rendimentos operacionais nas atividades reguladas por incentivos



* Nestas rubricas apenas se aceitam os custos associados à atividade operacional de cada atividade, sendo os valores não considerados refletidos na linha de “ajustamentos específicos”.

Fonte: ERSE

Após a consideração destas rúbricas principais, efetuaram-se ajustamentos específicos, quer aos custos reais, quer aos custos aceites. Como referido anteriormente, estes ajustamentos procuram garantir que a base de custos OPEX reflete apenas os gastos efetivamente controláveis pelas empresas, bem como aqueles que decorrem diretamente das atividades reguladas. Foram ainda excluídas ou ajustadas rúbricas de gastos cuja natureza não deve ser suportada pelos consumidores, por poderem ser evitadas pelas empresas (como é, por exemplo, o caso das multas).

Alguns destes ajustamentos já tinham sido aplicados em períodos de regulação anteriores em algumas atividades. No entanto, para o PR 2026-2029 procurou-se ir mais longe nesse exercício, por forma a harmonizar quer entre as várias atividades do setor elétrico, quer com decisões aplicadas ao setor do gás

natural. 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 em decisões passadas.

Nos capítulos específicos de cada atividade identificam-se quais os respetivos ajustamentos específicos, mas apenas quando representam uma alteração face ao considerado em anteriores períodos de regulação, por não estarem ainda refletidos no OPEX aceite pela ERSE. Ou seja, ajustamentos específicos já aplicados em períodos de regulação anteriores, como seja o caso das provisões, não são explicitamente identificados como tal, mas decorrem do cálculo do OPEX real a partir das normas de reporte enviadas pelas empresas.

Deste exercício, resultam os seguintes ajustamentos específicos:

- i) **Constituição de provisões e imparidades de clientes** - ajustamento já aplicado desde o período de regulação 2018-2021.
- ii) **Encargos relativos a multas** – ajustamento já aplicado no período de regulação 2022-2025, por se considerar que as multas não devem ser suportadas pelos consumidores, uma vez que uma gestão eficiente da atividade regulada pressupõe que sejam evitadas.
- iii) **50% dos encargos de indemnizações** - ajustamento já aplicado no período de regulação 2022-2025, pelo que se harmonizou o tratamento a todas as atividades. O racional para este ajustamento é semelhante ao aplicado às multas, contudo, neste caso, consideram-se 50% dos gastos, porque se reconhece (i) que algumas destas situações não podem ser evitadas em absoluto e (ii) que a prossecução da sua completa eliminação geraria gastos acrescidos de operação, manutenção e de investimentos, não sendo, por isso, economicamente eficiente para o SEN.
- iv) **Subsídios à exploração** – rubrica já considerada como um rendimento de exploração na definição da base de custos OPEX de algumas atividades, pelo que se harmonizou o tratamento a todas as atividades.
- v) **Impostos** – apenas se consideram elegíveis para a base de custos os gastos com impostos que decorrem da atividade operacional da empresa. Nesse sentido, excluíram-se quaisquer montantes relacionados com impostos sobre operações financeiras e correções de estimativas de Imposto sobre o Rendimento das pessoas Coletivas (IRC).
- vi) **Rúbricas relacionadas com o abate e alienação de ativos** – harmonizou-se o reconhecimento destes gastos e rendimentos entre atividades, de modo a refletir na base de custos todos os

resultados do abate e da alienação de ativos. Contudo, excluem-se da base de custos os ganhos e perdas com a alienação de imóveis. Caso sejam realizadas, as vendas de imóveis terão um tratamento apropriado, por forma a salvaguardar o SEN.

- vii) **Outras específicas de cada atividade**, detalhadas nos respetivos capítulos, como as decorrentes da análise dos dossiers fiscais de preços de transferência ou de auditorias e ações de fiscalização realizadas pela ERSE.

EXEMPLIFICAÇÃO DO PROCESSO DE CÁLCULO DAS BASES DE CUSTO

Por fim, nos capítulos de cada atividade, apresentam-se os respetivos resultados da aplicação destes procedimentos na definição das bases de custos OPEX para o início do período de regulação 2026-2029, incluindo as principais opções tomadas para cada um dos passos, como sejam o fator de partilha ou os ajustamentos específicos às rubricas de gastos.

Esquematicamente, de uma forma simplificada, os procedimentos tipo aplicados na definição da base de custos OPEX para o ano de 2026 são os seguintes:

Figura 2-2 – Base de custos OPEX 2026 nas atividades reguladas por incentivos

Atividade Regulada				
Preços constantes 2024. Unidade: 10 ³ euros				
	2023	2024		
A Custos de exploração reais, líquidos dos proveitos de exploração	100	150		
B Ajustamentos Específicos	-20,0	-30,0		
C = A+B Custos de exploração reais REN, líquidos dos proveitos de exploração, após ajustamentos específicos	80	120		
D = (C ₂₀₂₃ + C ₂₀₂₄)/2 Média dos custos reais de 2023 e de 2024	100			
E OPEX aceite	110	160		
F Ajustamentos Específicos	-20,0	-30,0		
G = E + F OPEX aceite total, após ajustamentos específicos	90	130		
H = (G ₂₀₂₃ + G ₂₀₂₄)/2 Média dos custos aceites de 2023 e 2024	110			
I = P%*D + (1-P%)*H Base de custos OPEX com partilha de ganhos (P% real/(1-P%) aceite))	$= P\% \cdot 100 + (1-P\%) \cdot 110$			
2026				
Base custos OPEX 2026				

Partilha de ganhos: P% real/(1-P%) aceite

Atualizado para 2026 com aplicação de 2 anos de IPIB-X e evolução indutores PR 2022-2025

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

2.2.1 ENQUADRAMENTO

Neste capítulo, determinam-se os parâmetros da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) para o período de regulação de 2026 a 2029.

Até 2017, os proveitos da atividade de GGS foram determinados em base anual 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 (OPEX⁷) da atividade de GGS, com a separação dos custos em controláveis e não controláveis para efeitos de aplicação de metas de eficiência, metodologia que se manteve no período de regulação 2022-2025. Todavia, o facto de existirem várias novas obrigações atribuídas ao GGS, nomeadamente no âmbito da legislação nacional e europeia, levou a que se contemplasse nesta metodologia de regulação, desde 2018, uma parcela de custos não sujeita à aplicação de metas de eficiência. O reconhecimento dos custos efetivamente incorridos que excedam o respetivo valor de referência considerado na base de custos decorre de uma análise casuística.

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 caráter abrangente e circunstanciado 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 2026-2029, 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

⁷ Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*.

se irão implementar no período de regulação serão aplicadas aos custos de exploração considerados controláveis.

Contudo, beneficiando das análises efetuadas nos últimos anos, observa-se que, mesmo os custos que extravasam o contexto nacional ou a atividade recorrente do GGS (que têm sido reconhecidos fora da base de custos sujeita a metas de eficiência), podem ser divididos entre aqueles que são efetivamente não controláveis e outros com uma natureza mais controlável. Assim, para o período de regulação 2026-2029 optou-se por:

- Tratar os custos efetivamente não controláveis com obrigações regulamentares nacionais ou internacionais integralmente como custos aceites fora da base de custos, avaliados casuisticamente em cada ano de tarifas⁸. Para estes custos não se considera qualquer montante de referência na base de custos, ao contrário dos dois anteriores períodos de regulação.
- Tratar os restantes custos que decorram de obrigações regulamentares, nacionais ou internacionais com caráter controlável como fazendo parte da atividade recorrente e normal do GGS, logo integralmente dentro da base de custos sujeita a metas de eficiência, sem qualquer revisão anual de montantes a aceitar fora da base de custos.

Por fim, a partir de 2026 passa a aplicar-se um novo incentivo à melhoria do desempenho técnico da atividade de GGS (IMD GGS), cujos parâmetros se detalham no capítulo 2.2.4.

Tendo em conta o exposto, os parâmetros definidos para a atividade de GGS para o período 2026-2029, são os seguintes:

- Metodologia do tipo *revenue cap* aplicada ao OPEX:
 - base de custos de exploração para o ano 2026;
 - fator de eficiência para o período de regulação 2026-2029.
- Custo de capital a aplicar aos ativos – definido no capítulo 4.
- Parâmetros do incentivo IMD GGS.

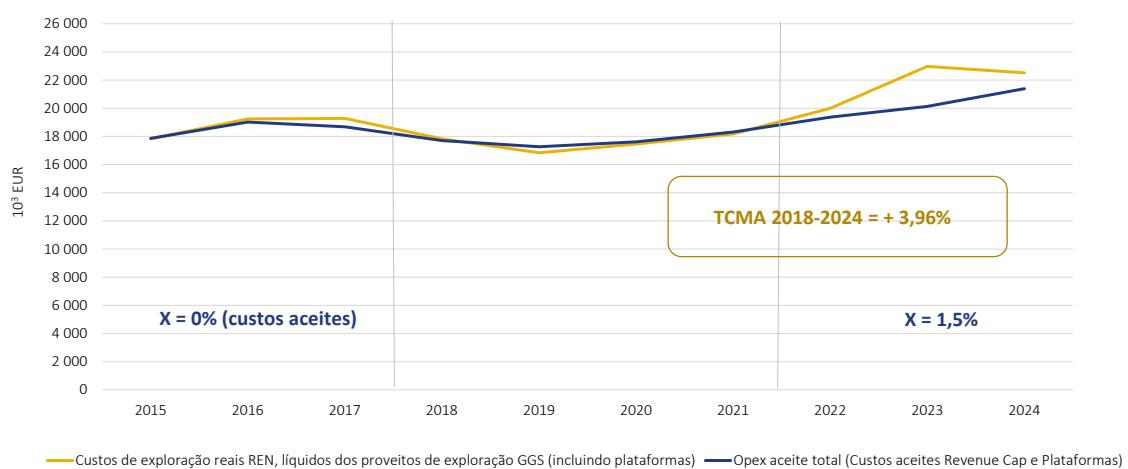
⁸ Passa a considerar-se um montante estimado a título previsional no ano de tarifas t, cuja aceitação em definitivo será decidida em sede de ajustamentos de t-2, com base nos custos efetivamente incorridos de acordo com a respetiva informação auditada.

2.2.2 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.

Como se observa na Figura 2-3, entre 2015 e 2021 o OPEX da atividade de GGS manteve-se relativamente estável, com algumas oscilações, verificando-se uma proximidade elevada entre os valores reais e aqueles que foram aceites pela ERSE, o que revela a capacidade do operador em atingir as metas definidas pelo regulador a partir de 2018, quando se passou a aplicar uma meta de eficiência (o fator “X”), como referido anteriormente. Contudo, no atual período de regulação, observa-se uma tendência de crescimento do OPEX real, divergindo dos valores aceites pela ERSE, em 2023 e 2024.

**Figura 2-3 – Custos de Exploração Reais e Aceites pela ERSE – atividade de GGS
(preços correntes)**

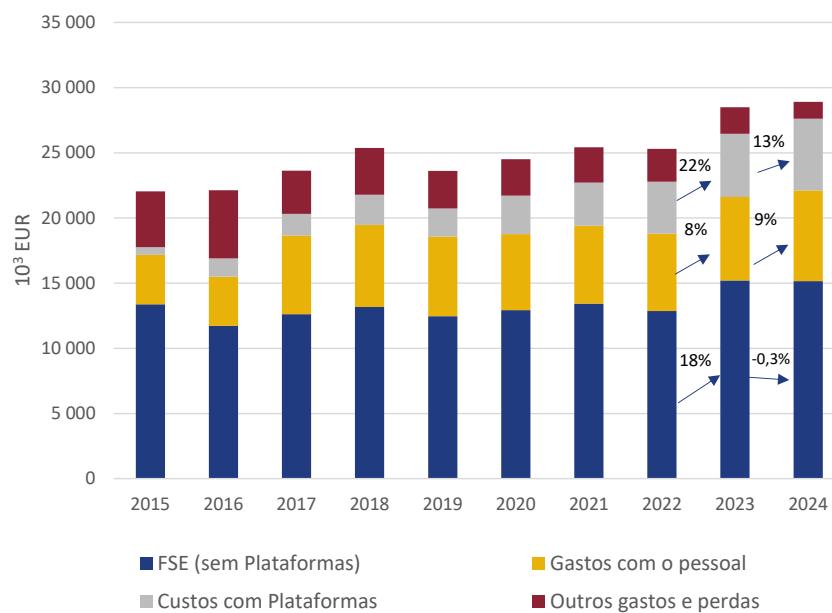


Fonte: ERSE, REN

Como se observa na Figura 2-4, a evolução divergente do OPEX real face ao aceite desde 2022 reflete um aumento mais transversal das principais naturezas de gastos da atividade de GGS, como sejam os gastos com pessoal e os gastos com fornecimentos e serviços externos (FSE). A empresa justifica estes aumentos de custos com o aumento da inflação e com o alargamento das suas competências enquanto gestor global do sistema. A divergência entre a evolução dos custos da empresa e a dos proveitos permitidos, que se

verificou nos três primeiros anos do atual período de regulação, evidencia a dificuldade da empresa em atingir as metas impostas pelo regulador.

Figura 2-4 – Evolução dos custos de exploração reais, por natureza principal – atividade de GGS (preços correntes)



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

Para o período de regulação 2026-2029, a ERSE manteve a metodologia de regulação da atividade de GGS, alterando, contudo, o tratamento do reconhecimento de alguns custos com obrigações não controláveis, como referido no capítulo 2.1.

No presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha das principais opções aplicadas da base de custos do OPEX para 2026. Apresentam-se também as metas de eficiência a aplicar entre 2027⁹ e 2029.

⁹ As metas de eficiência apenas se aplicam no cálculo do proveito permitido do segundo ano do período de regulação, uma vez que no primeiro ano é definida a base de custos inicial.

2.2.3.1 BASE DE CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A construção da base de custos OPEX da atividade de GGS seguiu os procedimentos elencados no capítulo 2.1., com as devidas adaptações às especificidades desta atividade, que se detalham de seguida.

AJUSTAMENTOS ESPECÍFICOS

Aplicaram-se os seguintes ajustamentos específicos às rubricas de custos a considerar no cálculo da base de custos:

Custos da GGS com plataformas europeias e outras obrigações regulamentares

O processo de análise da informação enviada pela empresa ao longo do atual período de regulação, bem como o acompanhamento de determinados temas relacionados com esta atividade, levaram às seguintes conclusões e decisões sobre o tratamento de rubricas decorrentes da implementação de regulamentação nacional e europeia na base de custos OPEX da atividade de GGS:

- Custos a excluir da base de custos, sendo avaliados anualmente pela ERSE, numa base casuística, com vista ao seu eventual reconhecimento fora da base de custos, como custos não controláveis:
 1. Custos relacionados com a implementação das seguintes plataformas europeias, que são de adesão obrigatória segundo os códigos de rede europeus e os regulamentos da ERSE: IGCC, TERRE, MARI, PICASSO, FSKAR e CMM. O valor anual destes custos é variável, consoante o esforço de implementação e de evolução das plataformas, ou apenas de manutenção. É previsível a sua manutenção ao longo do período de regulação 2026-2029. O custo não é controlável pela REN, pois decorre da repartição pelos vários TSO dos custos que resultam do modelo de governação específico de cada plataforma, as quais não são geridas pela REN de forma autónoma.
 2. Custos relacionados com a implementação dos estudos e funcionalidades previstas pelos códigos de rede europeus e concretizadas nas seguintes aplicações: MRC, SAP, SIDC, OPDE, STA e OPC e BZR. Estes custos têm uma natureza muito semelhante à dos custos com as plataformas descritas no ponto anterior, pois decorrem de obrigações regulamentares e não são controláveis pela REN. O perfil temporal destes custos é mais imprevisível e mais limitado no tempo, pois está mais associado ao projeto de implementação de cada ferramenta.
 3. Custo com a CORESO, que corresponde à implementação de uma função obrigatória pelos regulamentos europeus e nacionais – o Centro de Coordenação Regional –, e que inclui as

alterações necessárias no contexto da transição de Coordenador de Segurança Regional (RSC) para Centro Coordenador Regional (RCC), imposta pelo Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019. Este custo tem uma natureza muito semelhante aos custos com as plataformas, pois decorrem de obrigações regulamentares e não são controláveis pela REN. A evolução do custo da CORESO depende da eventual transferência de competências dos operadores das redes de transporte para o RCC, ou da implementação dos projetos específicos, da esfera da ENTSO-E para a esfera da CORESO¹⁰.

4. Custo com a SWE MLA (*Multi-Lateral Agreement*) PMO (Project Manager Office) Services, relacionado com a atividade do grupo SWE decorrente dos códigos de rede europeus, cuja participação da REN é obrigatória segundo a regulamentação europeia.
 5. Custos relativos a projetos muito pontuais decorrentes de obrigações regulamentares ou de natureza voluntária e iniciativa dos operadores das redes de transporte. O perfil temporal destes custos é totalmente imprevisível e mais limitado no tempo, pois está mais associado ao projeto de implementação de cada ferramenta. Não há informação, *a priori*, para avaliar a sua aceitação. Nesta situação encontra-se o custo “WP3 Congestionamentos de rede” apresentado pela REN, pela primeira vez, em 2024.
 6. Custo com as ações em tribunal decorrentes da aplicação do modelo de financiamento da Tarifa Social aos agentes abrangidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. A evolução destes custos é imprevisível, dependendo de iniciativa dos agentes financiadores.
 7. Outros custos não controláveis incorridos pela GGS com processos de entorno nacional e europeu, que não são de base controlável pela REN: SDAC, SIDC Banda mFRR e plataforma de transparência REMIT.
- Custos a considerar na base de custos sujeita a metas de eficiência, por se considerar que têm um caráter mais controlável pela empresa:
 1. Custo com a participação da REN na ENTSO-E, obrigatória segundo a regulamentação europeia, que assegura a representação europeia dos operadores de rede de transporte e diversas funções

¹⁰ A aceitação destes custos não oferece dúvidas, salvo se incluir formas opcionais de subscrição do serviço (e.g. modelo *shareholder* vs prestador de serviços). Sublinha-se que deve ser acompanhada a concretização pela CORESO do projeto “*Cost & Revenue model*”, com o qual aquela entidade pretende dar cumprimento ao disposto no n.º 2 do artigo 46.º do Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019, que refere que “os centros de coordenação regionais estabelecem os seus custos de um modo transparente e comunicam-nos à Agência e às entidades reguladoras da região de exploração da rede”. Previa-se terminar em 2024, iniciando a sua operacionalização em 2025.

regulamentarmente previstas e atribuídas a esta entidade. A participação da REN na ENTSO-E é obrigatória, no entanto, a natureza das funções da ENTSO-E é bastante mais vaga e abrangente. A ENTSO-E acumula funções obrigatórias por efeito regulamentar, com outras mais de representação dos interesses dos TSO, de cooperação e de prestação de serviços aos membros. O modelo de governação da ENTSO-E não prevê o escrutínio dos custos pelos reguladores que não têm poder direto sobre a ENTSO-E, apenas podem influenciar indiretamente ao controlarem os proveitos dos TSO e, tendo em conta a regulamentação europeia, controlar os custos da sua participação nos projetos europeus. O valor considerado na base de custos da atividade de GGS em 2026 corresponde à previsão da REN para o ano de 2026, ou seja, 1 717 milhares de euros.

2. Custos de âmbito nacional, de adequação com o quadro regulamentar como o regulamento do autoconsumo. Este custo decorre da normal atividade de adaptação à evolução regulamentar, pelo que deve ser incluído na base de custos, de forma semelhante às restantes rubricas do OPEX controlável da GGS, considerando o valor médio de 2023 e 2024.

Relativamente aos custos com o contencioso no serviço de interruptibilidade, estes já foram objeto da análise da ERSE no passado, não tendo sido reconhecidos¹¹ fora da base de custos por se ter considerado que decorriam da atividade normal do gestor global do sistema. Em coerência, passam agora a ser reconhecidos dentro da base de custos.

Custos decorrentes da aplicação das conclusões da auditoria realizada pela ERSE às operações intragru
po Grupo REN

Nos anos de 2024 e 2025 realizou-se uma auditoria às operações intragru do Grupo REN. Uma vez que este grupo atua simultaneamente em regime regulado e em regime de mercado, é necessário garantir que não existem subsidiações cruzadas entre atividades e consequentemente prejuízo para os consumidores. Esta auditoria resultou num conjunto de recomendações de alteração dos procedimentos adotados por este Grupo nestas operações. Algumas das conclusões com criticidade mais elevada consubstanciam valores faturados em excesso por algumas empresas do Grupo REN às atividades reguladas dos setores elétrico e do gás:

- i) **Majoração de custos com administradores comuns (serviço prestado pela REN SGPS)** – os administradores da REN SGPS são também administradores das restantes entidades, sendo

¹¹ A justificação para a não consideração deste custo encontra-se detalhada no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico](#)».

imputados, via serviços prestados pela REN SGPS, os respetivos encargos majorados pela aplicação de uma margem. Sendo uma atividade de partilha de administração entre as várias entidades, esta não deveria apresentar margem, devendo ser só debitada às atividades reguladas a base de custo correspondente.

- ii) **Inadequação da metodologia de definição de preço dos serviços de gestão e licenças de IT** (serviço prestado pela REN PRO - a metodologia de *pricing* aplicada aos serviços de gestão e licenças de IT pela REN PRO consiste na aplicação de uma comissão de 6% sobre os gastos de CAPEX e de OPEX de IT de cada entidade beneficiária, que não corresponde à base de custos suportados dos serviços prestados (gastos relativos ao centro de custos específico do serviço). Esta metodologia não é adequada pois não tem em conta, por um lado, a natureza das atividades desenvolvidas (i.e., serviços de IT / back-office) e, por outro, os riscos associados à operação. Esta metodologia deveria ser alterada para uma do tipo *cost-plus*, já aplicada pelo Grupo REN a serviços similares, o que implicaria uma redução do custo faturado.
- iii) **Consideração de serviços adquiridos à REN SGPS e à REN Serviços na base de custos a imputar** – a REN PRO considerou no centro de custos comuns os gastos originários da REN SGPS e da REN Serviços acrescidos da respetiva margem destas entidades, pelo que nesta componente há a aplicação indevida de uma margem sobre margem.
- iv) **Natureza dos serviços considerados na base de custos da REN SGPS** – a base de custos debitada pela REN SGPS incorpora gastos que, pela sua natureza, não deveriam ser elegíveis para a determinação da base de custos dos serviços prestados às concessionárias reguladas. Nesta situação encontram-se, por exemplo, os gastos associados a atividades que beneficiam a própria REN SGPS (e.g. custos com a presença em bolsa - Euronext). Desta forma, estes montantes devem ser considerados como custo próprio da REN SGPS.

Refira-se que, desde a conclusão da auditoria, a ERSE obteve esclarecimentos adicionais por parte da REN sobre a natureza de alguns dos custos identificados pelos auditores como excessivos nas recomendações I e IV acima, concluindo-se que:

- A margem sobre os gastos com administradores considerada como faturação excessiva por parte do auditor também incide sobre gastos que não fazem parte da função do administrador, como sejam os gastos associados às assistentes administrativas – considera-se que essa parte não deve ser abatida à base de custos OPEX, por corresponderem a valores a partilhar por todas as atividades.

- Quanto aos gastos cuja natureza o auditor considerou que não deveriam ter sido faturados às atividades reguladas na base de custos da REN SGPS, por não representarem um benefício para as mesmas, considera-se que o gasto com um estudo da AT Kearney deve ser aceite. Este estudo foi contratado para analisar a viabilidade de vários potenciais projetos em diferentes empresas reguladas do Grupo REN, com vista à eventual submissão de candidatura ao PRR, pelo que evidencia ter sido realizado em benefício de uma gestão mais eficiente das atividades reguladas.

Face ao exposto, aplicou-se uma correção à base de custos OPEX das atividades de GGS e de TEE da REN que reflete, de um modo geral, a implementação das recomendações identificadas, complementadas com a informação entretanto recolhida e analisada pela ERSE.

Outros ajustamentos específicos

Efetuaram-se ainda ajustamentos relacionados com o não reconhecimento de impostos decorrentes de operações financeiras.

Para além dos ajustamentos referidos, mantém-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». O reconhecimento deste gasto terminará em 2028.

FATOR DE PARTILHA

De acordo com os procedimentos definidos anteriormente, a escolha do fator de partilha a aplicar à ponderação entre custos reais e custos aceites constitui uma decisão fundamental para se obter o valor da base de custos e sinalizar orientações regulatórias para o novo período de regulação.

No caso da atividade de GGS, no período de regulação 2022-2025 aplicou-se um fator de partilha de 50% da média dos custos reais de 2019 e 2020 e de 50% da média dos custos aceites desses anos.

Considerando os desafios desta atividade nos próximos anos, antecipando-se a atribuição crescente de funções, e por forma a corrigir parte dos desequilíbrios verificados nos últimos anos, a ERSE reconhece a necessidade de se aproximarem os custos aceites aos reais. Deste modo, para o período de regulação 2026-2029, **optou-se por alterar o fator de partilha para 85% da média dos custos reais de 2023 e 2024 e de 15% da média dos custos aceites desses anos.**

Acresce que a decisão do fator de partilha deve ser enquadrada com as restantes decisões regulatórias aplicadas a esta atividade, que poderão igualmente contribuir para uma aproximação dos proveitos obtidos pela empresa aos seus custos reais:

- Como se justificará adiante, a meta de eficiência a aplicar a esta atividade no período de regulação 2026-2029 reduzir-se-á significativamente, de 1,5% no período de regulação 2022-2025, para 0,5%.
- A partir de 2026, a atividade de GGS passará a beneficiar de um incentivo específico, o IMD GGS, o que possibilitará à empresa a obtenção de proveitos adicionais, caso atinja os objetivos definidos nesse incentivo.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

A Figura 2-5 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.

Figura 2-5 –Base de Custos OPEX da atividade de GGS - Metodologia para novo período de regulação

GGS OPEX			
Preços constantes 2024. Unidade: 10^3 euros			
		2023	2024
A	Custos de exploração reais REN, líquidos dos proveitos de exploração GGS (excluindo custos com plataformas GGS)	19 118	17 609
B	Custos com plataformas GGS considerados na base de custos	1 737	1 705
C	Correção custos relacionados com auditoria às operações intragrupo	-210	-225
D	Outros ajustamentos específicos	-7,5	-35,5
E = A+B+C+D	Custos de exploração reais REN, líquidos dos proveitos de exploração GGS (com custos com as plataformas GGS integradas na base de custos, correção auditoria operações intragrupo e outros ajustamentos específicos)	20 637	19 053
F = (E ₂₀₂₃ + E ₂₀₂₄)/2	Média dos custos reais de 2023 e de 2024	19 845	
G	Opex aceite total (Custos aceites <i>Revenue Cap</i> , excluindo custos com plataformas GGS)	16 281	16 463
H	Custos com plataformas GGS considerados na base de custos	1 737	1 705
I	Correção custos relacionados com auditoria às operações intragrupo	-210	-225
J	Outros ajustamentos específicos	-7,5	-35,5
K = G+H+I+J	Opex aceite total (com custos com as plataformas GGS integradas na base de custos, correção auditoria operações intragrupo e outros ajustamentos específicos)	17 800	17 907
L = (K ₂₀₂₃ + K ₂₀₂₄)/2	Média dos custos aceites de 2023 e 2024	17 854	
M = 85%*F + 15%*L	Base de custos OPEX com partilha de ganhos (85% real/15% aceite)	19 547	
Partilha de ganhos: 85% real/15% aceite			
Atualizado para 2026 com aplicação de 2 anos de IPIB-X			
2026			
Base custos GGS componente OPEX 2026		20 604	
Variação vs aceite média 2023-2024		15,4%	
Variação vs real média 2023-2024		3,8%	

Fonte: ERSE, REN

2.2.3.2 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 2026-2029, analisou-se a evolução dos custos de exploração.

Através desta análise conclui-se que a empresa registou um aumento dos custos de exploração desde 2022, ano do início do anterior período de regulação. Além disso, observa-se que os custos reais se afastaram dos custos aceites pela ERSE, revelando dificuldades do operador em cumprir com as metas impostas pela ERSE.

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 (fator de partilha de 85% dos custos reais e de 15% dos custos aceites), será adequado ajustar a meta de eficiência atual para a atividade de GGS, de 1,5%.

Neste sentido, **optou-se por aplicar à GGS a meta de 0,5%**, igualmente definida para a TEE, outra atividade do operador da RNT. A justificação para essa meta encontra-se no capítulo 3.2.3.3.

2.2.3.3 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE GGS

O Quadro 2-1 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029.

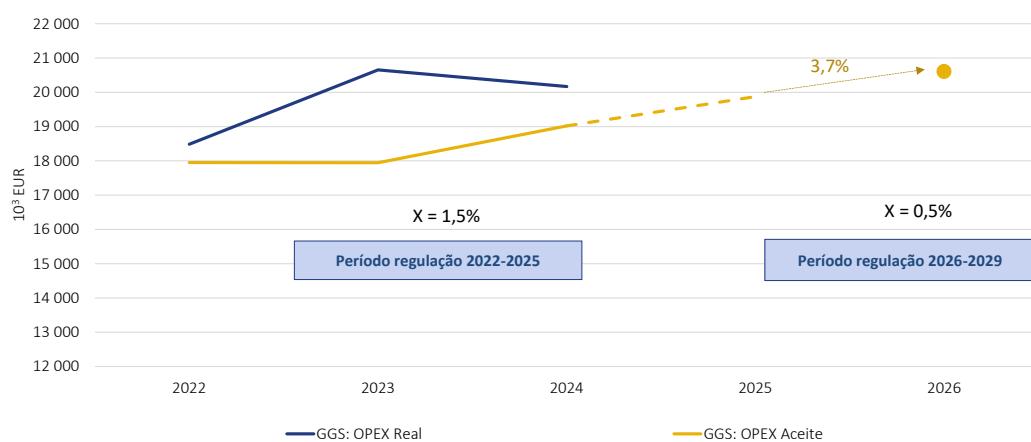
Quadro 2-1 - Parâmetros da GGS

	2026	2027-2029
Base de custos OPEX (milhares de euros)	20 604	
Fator de eficiência		0,50%
Componente Fixa (€Milhares)	20 604	

Fonte: ERSE, REN

A evolução dos proveitos permitidos para 2026 com a aplicação desta metodologia consta da Figura 2-6.

Figura 2-6 – Evolução da base de custos OPEX para o novo período de regulação – atividade de GGS



Fonte: ERSE, REN

2.2.4 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO DA GGS (IMDGGS)

O novo incentivo previsto na secção VII do Capítulo IV do Regulamento Tarifário incide na atividade de gestão global do sistema e tem duas parcelas independentes: 1 – Incentivo à maximização das ofertas de serviços de sistema, 2 – Incentivo à melhoria da previsão de produção renovável.

Cada uma das parcelas é aplicada de forma autónoma, resultando o incentivo da soma das duas.

Importa referir que os novos incentivos surgem num contexto de evolução acelerada da transição energética e como estímulo ao esforço de adaptação a que o GGS está sujeito. Num momento futuro em que estes desafios estejam superados, os incentivos deverão ser reavaliados, aquando da preparação de períodos de regulação seguintes.

2.2.4.1 INCENTIVO À MAXIMIZAÇÃO DAS OFERTAS EM SERVIÇOS DE SISTEMA

Este incentivo tem por base o indicador de acréscimo anual de potência habilitada para mFRR e aFRR, tendo em conta a lista de exclusões de unidades físicas definida no Regulamento Tarifário.

As novas instalações de produção ou de armazenamento de dimensão significativa já tendem a incorporar obrigações de participação nos serviços de sistema, o que as torna não elegíveis para efeitos do incentivo. Assim, o alvo são instalações de consumo ou pequenas instalações em geral atuando, por exemplo, em agregação. Por outro lado, o incentivo inclui a potência habilitada para a prestação do serviço de aFRR.

Os parâmetros do incentivo a definir para o período de regulação são os seguintes: valor mínimo do indicador ($IncPhab_{mín}$), valor máximo do indicador ($IncPhab_{máx}$), valor máximo do bónus do incentivo ($IGGS_{máx}^1$), atingido no ponto do valor máximo do incentivo.

VALOR MÍNIMO DO INDICADOR

Devido à incerteza dos valores a tomar pelo indicador e à premência de aumentar a participação nos serviços de sistema, bem como à exclusão das unidades físicas já incentivadas a habilitar-se, determina-se que o incentivo se aplique a todo o incremento de potência habilitada elegível ($IncPhab_{mín} = 0$).

VALOR MÁXIMO DO INDICADOR

Não é previsível pela ERSE o valor esperado do incremento de potência habilitada anualmente. Nessa medida, considera-se que o valor máximo deve ser definido em função do prémio máximo do incentivo e da valorização unitária. A partir do valor máximo do indicador, o prémio do incentivo satura no seu valor máximo. Importa referir que os processos do gestor global do SEN para promover o incremento de potência habilitada no mercado de serviços de sistema não implicam um esforço necessariamente proporcional à mesma, pelo que se considera que a saturação do prémio do incentivo não prejudica o resultado.

VALOR MÁXIMO DO PRÉMIO DO INCENTIVO E VALORIZAÇÃO UNITÁRIA

O objetivo do incentivo é a maximização das ofertas nos mercados de serviços de sistema. O aumento dessas ofertas promove maior concorrência e preços mais eficientes nesses mercados, mas também reduz, potencialmente, a necessidade do GGS recorrer a restrições técnicas para assegurar ofertas de reserva (as unidades habilitadas para participar nos serviços de sistema devem participar nos processos de resolução de restrições técnicas). O acréscimo da potência habilitada para prestar aFRR reduzirá, tendencialmente, a necessidade de recorrer a restrições técnicas para arrancar centrais térmicas convencionais.

Durante os primeiros seis meses de 2025, a mobilização de centrais térmicas para assegurar reserva secundária e reserva terciária a subir representou um encargo adicional de cerca de 29 milhões de euros por mês, que se repercutiu sobre os comercializadores. Estas restrições correspondem a uma potência média de ativação a subir de 466 MW, para todas as horas do semestre, a qual foi a seguir equilibrada com a mobilização de igual valor a baixar, outras áreas de ofertas. O sobrecusto de restrição técnica correspondeu a cerca de 83 €/MW/h.

O benefício líquido do incremento de ofertas de serviços de sistema é difícil de determinar a priori, mas, no quadro atual de funcionamento do SEN, pode assumir-se que contribuirá para uma redução do custo das restrições técnicas.

Durante 2024, a produção de origem eólica e fotovoltaica (que são, no essencial, as tecnologias em expansão) participou com 24% da potência instalada nas horas em que o consumo foi maior ou igual que 80% do consumo máximo do ano. Os momentos de consumo mais elevado correspondem, com grande probabilidade, a momentos de maior necessidade de reserva, pois assume uma parte proporcional ao consumo. Assumindo que seria esse (24%) o valor médio do contributo da potência habilitada para aFRR,

no período de 363 horas correspondente a essa ponta de consumo, o custo com restrições técnicas com potencial de redução seria de 7190 €/MW habilitado/ano.

Reconhece-se que este cálculo tem muita incerteza e variabilidade com o cenário de custos reais. Acresce que seria parcialmente compensado por um acréscimo de custos de contratação de banda de aFRR ou de mFRR.

O papel do GGS está na aceleração da implementação dos novos serviços de sistema e, sobretudo, no apoio dos agentes no processo de habilitação. Está também no desenvolvimento de projetos-piloto que facilitem a participação em agregação, por instalações de menor dimensão. Esse contributo do GGS é a base de aplicação do incentivo, pelo que o valor máximo do prémio deve ser comparado com a base de custos do próprio GGS. Para esse efeito, traça-se um paralelo com o incentivo já atribuído à atividade de uso da rede de transporte (IMDT).

O valor máximo do IMDT relativo a 2025 (20 milhões de euros) corresponde a cerca de 6% do proveito previsto do ano, sem ajustamentos e sem considerar o próprio valor previsional do IMDT.

Considerando para o IMDGGS um valor indicativo de 6%, por analogia com o IMDT, o valor máximo do IMDGGS, na soma das duas componentes, deveria ser próximo de 2,7 milhões de euros, no cenário de proveitos de 2025.

Define-se, assim, que o IMDGGS assuma um valor máximo do prémio do incentivo de 2 milhões de euros e que o incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema tenha um prémio máximo de 1 milhão de euros ($IGGS_{máx}^1 = 1\text{ M}\text{\text{€}}$).

Assumindo o valor indicativo de 7190 €/MW habilitado, referido acima, afetado de um fator de 50% de incerteza, o valor unitário fica em 3 595 €/MW habilitado e o prémio máximo é atingido para um incremento de potência habilitada do indicador do incentivo de 278 MW ($IncPhab_{máx} = 278\text{ MW}$). Este valor corresponde um pouco mais do dobro do acréscimo de potência habilitada elegível para o incentivo verificado em 2025, até agosto, pelo que se considera adequado e atingível.

Note-se também que o indicador do incentivo é o incremento anual de potência habilitada. Por isso, a habilitação de uma unidade física apenas contribui para o incentivo desse ano, embora continue a produzir os efeitos positivos desejados nos anos posteriores. Refira-se também que o processo de habilitação tem prazos máximos definidos, pelo que não se considera o risco de adiamento da habilitação pelo GGS, no caso de se ter atingido o máximo do prémio num dado ano.

Esclarece-se ainda que a norma de exclusão da potência habilitada em projetos-piloto, prevista no Regulamento Tarifário, não impede que as unidades físicas habilitadas no contexto de projetos-piloto sejam consideradas no incentivo. Apenas se excluem as unidades habilitadas no contexto de projetos-piloto que sejam descontinuados em menos de um ano e que não sejam substituídos pela prestação regular do serviço. Assim, a potência habilitada em projetos-piloto que perdurem mais de um ano, ou cujo serviço passe a ser prestado no âmbito das regras gerais do MPGGS, é considerada elegível para o incentivo, sem prejuízo dos restantes critérios. Uma vez que o incentivo é apurado depois de fechado o ano, com a informação real do ano tarifário “t-2”, é possível que este critério seja verificado em momento compatível com o envio da informação real para cálculo dos proveitos.

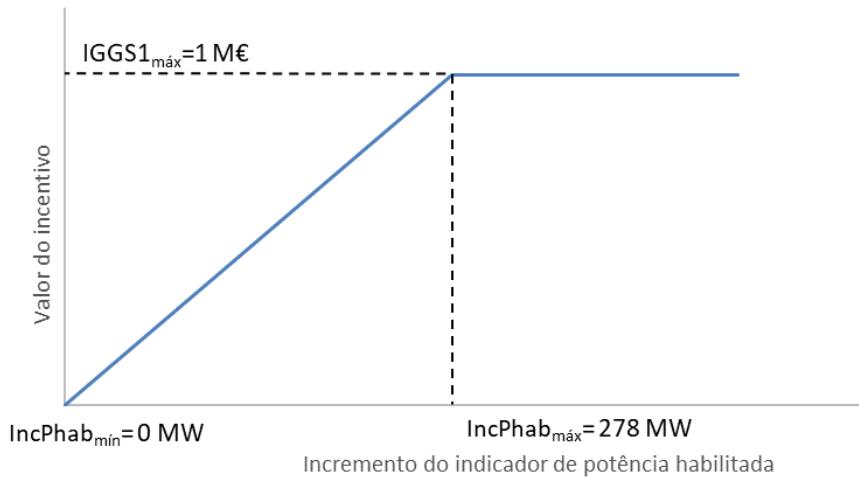
O quadro seguinte resume os parâmetros do incentivo à maximização das ofertas de serviços de sistema.

Quadro 2-2 – Parâmetros do incentivo à maximização das ofertas de serviços de sistema

Parâmetro do incentivo	Valor
Valor mínimo do indicador ($IncPhab_{mín}$)	0 MW todo o acréscimo de potência habilitada é considerado
Valor máximo do indicador ($IncPhab_{máx}$)	278 MW
Prémio máximo ($IGGS_{máx}^1$)	1 000 000,00€

Os parâmetros do incentivo desenham uma curva de aplicação apresentada na figura seguinte.

Figura 2-7 - Incentivo à maximização das ofertas em serviços de sistema



2.2.4.2 INCENTIVO À MELHORIA DA PREVISÃO DA PRODUÇÃO RENOVÁVEL

O incentivo à melhoria da previsão da produção renovável tem por base o indicador de erro absoluto de previsão da produção renovável de fonte solar e eólica. O indicador mede o erro de previsão para o dia seguinte, para cada período de programação.

Os parâmetros do incentivo são os seguintes: erro de referência, tolerância de erro ($\Delta\epsilon$), valor máximo do incentivo – prémio ($IGGS_{\max}^2$), valor mínimo do incentivo - penalização ($IGGS_{\min}^2$) e declive do incentivo (γ).

ERRO DE REFERÊNCIA

O articulado do Regulamento Tarifário determina que o valor de referência do erro de previsão da produção renovável é obtido pela média ponderada do erro verificado nos dois anos anteriores, segundo o peso a definir pela ERSE para o período de regulação.

O erro de previsão da produção renovável depende da evolução do mercado, quer em potência instalada, quer na participação dos produtores em mecanismos de mercado que interfiram no programa de produção mais associado à disponibilidade do recurso de energia primária. A ERSE teve ainda em conta que um bom (ou mau) resultado do erro de previsão num ano concreto não deve penalizar (ou beneficiar) excessivamente a meta do incentivo para o ano seguinte. Assim, para determinação do incentivo (em t-2) o erro de referência atribui um ponderador igual ao ano mais recente (t-3) e ao ano anterior (t-4). Em concreto, fixa-se uma estrutura de 50%/50%.

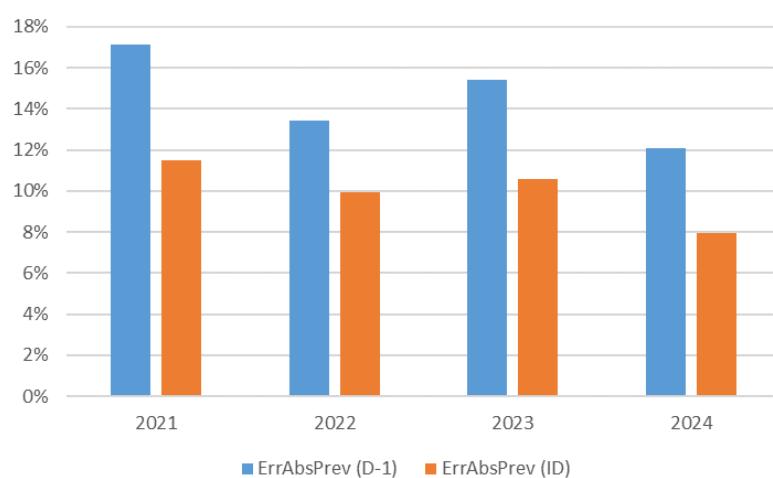
$\alpha_{t-3}=50\%$; $\alpha_{t-3}+\alpha_{t-4}=1$, sendo α_{t-3} e α_{t-4} os pesos do erro de previsão verificado nos anos anteriores ao cálculo do incentivo.

O histórico de previsões de produção renovável (eólica e solar) pelo GGS tem discriminação por períodos de uma hora. Assim, o erro de previsão calculado para os anos anteriores só é comparável com o erro de previsão calculado na mesma janela temporal. Admite-se que a previsão para cada período de 15 minutos terá um erro tendencialmente superior do que para períodos de 1 hora. Para evitar um enviesamento do erro de referência, define-se que o erro absoluto de previsão seja calculado tendo por base a mesma discretização temporal que a previsão nos dois anos anteriores. Em consequência, até que as previsões de produção renovável tenham uma discretização de 15 minutos para todo o ano, incluindo os dois anos que compõem o erro de referência, o incentivo deve considerar os valores horários de previsão e de produção ocorrida.

BANDA MORTA DO ERRO DE PREVISÃO

A banda morta deve refletir os efeitos aleatórios do erro de previsão. O erro absoluto médio anual verificado nos últimos anos varia entre 15% (2021) e 11% (em 2024). Esta evolução sucede num contexto de crescimento significativo da potência instalada em solar fotovoltaico e num aparecimento, em 2024, do fenómeno dos preços negativos no mercado grossista.

Figura 2-8 – Erro absoluto de previsão da produção solar e eólica em percentagem da potência média desta produção



Fonte: ENTSO-E (Transparency Platform), cálculo ERSE

A banda de variação do erro absoluto anual de previsão para o dia seguinte (“D-1”), no período 2021 a 2024, foi entre 17% (em 2021) e 12% (em 2024). A partir desta amplitude da variação interanual do erro absoluto (5,0%), a ERSE fixou a amplitude da banda morta em 40% da amplitude de variação do erro e o respetivo parâmetro em metade desse valor, correspondendo ao parâmetro $\Delta\epsilon$ de 1,0%. Esta banda aponta para uma atuação do incentivo com alguma probabilidade, como resultou do Parecer do Conselho Tarifário. Adicionalmente, tendo em consideração a novidade do incentivo e o momento de transição que o mix de produção atravessa, a ERSE compensou esta banda reduzida com a definição de limites assimétricos na remuneração do incentivo.

DECLIVE DO INCENTIVO, VALOR MÁXIMO E VALOR MÍNIMO

Como indicador de benefício associado à redução do erro de previsão da produção renovável, toma-se o valor da banda contratada de aFRR pelo GGS. Em termos práticos, 1% de erro absoluto de previsão significa, em valores de 2024, um erro de 22 MW, por excesso ou por defeito.

O preço médio da banda de regulação secundária em 2025, até julho, foi de 34,6 €/MW/h.

Assim, a redução de 22 MW no erro de previsão absoluto (44 MW de banda de incerteza) poderia corresponder a uma redução equivalente das necessidades de banda e, por isso, a uma redução de custos anuais de banda de aFRR de cerca de 13 milhões de euros.

Tal como referido sobre o incentivo à maximização da participação nos serviços de sistema, fixou-se o teto de cada um dos dois incentivos em 1 milhão de euros. Neste caso, fixou-se ainda o valor absoluto da penalização máxima em metade do prémio máximo, atendendo à novidade deste incentivo e à perturbação que o atual funcionamento do mercado pode introduzir na previsibilidade da produção por fontes renováveis. O valor do prémio máximo é obtido com uma redução de 1 ponto percentual no erro absoluto de previsão, abaixo da banda morta. Aplica-se ainda de modo análogo para o erro superior à banda morta, sendo obtida a penalidade máxima com um erro verificado 1 ponto percentual acima da banda morta.

A tabela seguinte resume os parâmetros do incentivo à melhoria da previsão de produção renovável.

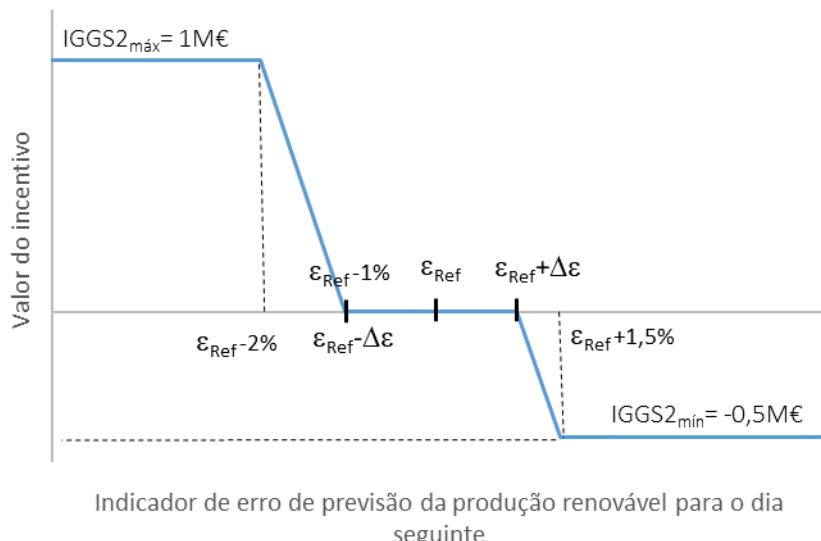
Quadro 2-3 – Parâmetros do incentivo à melhoria da previsão de produção renovável

Parâmetro do incentivo	Valor
Valor de referência do erro $\epsilon_{ref,t-2}$	$\alpha_{t-3}=50\%$

	Com $\varepsilon_{ref,t-2} = \alpha_{t-3} \times \varepsilon_{ProdRenov}^{t-3} + \alpha_{t-4} \times \varepsilon_{ProdRenov}^{t-4}$ e $\alpha_{t-3} + \alpha_{t-4} = 1$
Banda morta (tolerância de erro) $\Delta\varepsilon$	1%
Valor máximo do incentivo (prémio) $IGGS2_{máx}$	1 000 000 € (atingido com uma melhoria de 2% face à referência do erro de previsão)
Valor mínimo do incentivo (penalização) $IGGS2_{mín}$	-500 000 € (atingido com um agravamento de 1,5% face à referência do erro de previsão)
Declive do incentivo γ	1 000 000 €/ponto percentual de redução do erro absoluto de previsão

Os parâmetros do incentivo desenham uma curva de aplicação apresentada na figura seguinte.

Figura 2-9 - Incentivo à melhoria da previsão da produção renovável



2.3 PARÂMETROS PARA AS ATIVIDADES REGULADAS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A análise realizada para a fixação de bases de custos e de parâmetros para as atividades reguladas das empresas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para o novo período de regulação deve considerar as particularidades geográficas e económicas enfrentadas pelas empresas que operam nessas regiões, Empresa de Electricidade dos Açores, S.A. (EDA) e Empresa de Eletricidade da Madeira, S.A. (EEM). Ainda para mais quando se tratam de empresas que desenvolvem três atividades de forma integrada: i) de

aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (AGS), ii) de distribuição de energia elétrica (DEE), e iii) de comercialização de energia elétrica (CEE).

Com efeito, essas especificidades dificultam o exercício de aplicação de metodologias de *benchmarking*, para a definição dos parâmetros, sobretudo na atividade de AGS. Esta atividade apresenta particularidades que a diferenciam das restantes atividades reguladas pela ERSE no setor elétrico. Os custos da atividade de AGS são maioritariamente compostos por custos de combustíveis para a produção de energia e de custos com a aquisição de energia elétrica para venda. Estes custos são aceites autonomamente, sujeitos à aplicação de regras e metodologias particulares, constantes do Regulamento Tarifário. Esta matéria é desenvolvida no capítulo 6. Relativamente aos restantes custos de exploração da AGS, há uma parcela relacionada com a manutenção de equipamentos produtivos que não está sujeita à aplicação de metas de eficiência, sendo aceite fora da base de custos fixada.

Ao nível da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE), foi efetuado um estudo de *benchmarking*, cujas análises e conclusões se encontram desenvolvidas no documento «Estudo de *benchmarking* – Operadores de Redes de Distribuição», que acompanha o documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e parâmetros para o período de regulação 2026-2029».

A atividade de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) também apresenta algumas particularidades. As empresas insulares desenvolvem esta atividade como comercializadores únicos em cada Região, ao contrário do continente, em que a existência de vários comercializadores potencia a concorrência, dando poder de escolha aos consumidores.

As análises abaixo apresentadas assentam na análise de desempenho efetuada para a EDA e para a EEM e apresentada 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 2026 e parâmetros para o período de regulação 2026-2029».

2.3.1 ENQUADRAMENTO

A EDA, empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores (RAA), e a EEM, empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira (RAM), começaram a ser reguladas pela ERSE em 2003. Desde essa altura, as metodologias de regulação aplicadas têm sido avaliadas previamente ao início de cada período de regulação. Neste contexto, as metodologias de regulação das atividades de AGS, de DEE e CEE da EDA têm-se mantido inalteradas desde o período de regulação 2012-2014. No mesmo

sentido, e não havendo justificação para alterações, no período de regulação 2026-2029 pretende-se manter as atuais metodologias de regulação, que são as seguintes:

- Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema:
 - Ao nível dos custos de exploração, OPEX¹², controláveis líquidos de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise dos *dossiers* de preços de transferência e outros ajustamentos específicos desta atividade, é aplicado um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.
 - Os custos com conservação e manutenção de equipamentos de produção são aceites fora do âmbito do *revenue cap* e não estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência.
 - Os custos com aquisição de energia e custos com combustíveis são aceites fora do *revenue cap*. No caso dos combustíveis está implementado um mecanismo de custos de referência aplicado às componentes de custos com fuelóleo, gasóleo e gás natural, com parâmetros aprovados pela ERSE nos termos constantes da Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro, para o período de regulação 2022 a 2025, e revistos em 3 momentos: i) através da Instrução n.º 9/2022, de 18 de outubro, ii) através da Instrução n.º 3/2023, de 11 de agosto e iii) pela Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro (ver capítulo 6). A aceitação dos custos de aquisição de energia também está sujeita a regras constantes do RT do setor elétrico, nomeadamente quando ocorre a entrada de novos produtores em cada centro eletroprodutor.
 - No que respeita aos custos com capital, CAPEX¹³, continua 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 e outros ajustamentos específicos 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.
 - No que respeita ao CAPEX, aplica-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

¹² Do inglês, *Operational expenditures*, corresponde aos gastos operacionais.

¹³ Do inglês, *Capital expenditures*, corresponde aos gastos de capital ((remuneração do ativo líquido de amortizações e subsídios e amortização do exercício).

- Atividade de Comercialização de Energia Elétrica:
 - Ao OPEX líquido de proveitos e de ajustamentos resultantes da análise dos *dossiers* de preços de transferência e outros ajustamentos específicos desta atividade é aplicado um mecanismo do tipo *price cap*, com uma componente de custos fixos, e uma componente variável tendo como indutor de custos o número médio de clientes,
 - No que respeita ao CAPEX, aplica-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

2.3.2 COMPARAÇÃO ENTRE AS ATIVIDADES NAS DUAS REGIÕES AUTÓNOMAS

De modo a estabelecer os novos parâmetros a aplicar às atividades de AGS, de DEE e de CEE, a ERSE analisou o nível de custos unitários por energia emitida (AGS), por energia fornecida (DEE) e por cliente (CEE) nas duas Regiões Autónomas, tendo verificado que apresentavam, em algumas situações, comportamentos diferentes. Enquanto na EDA se verifica, em todas atividades, um distanciamento entre os custos aceites pela ERSE e os custos reais, na EEM há uma grande proximidade entre os custos aceites pela ERSE e os reais. Foi igualmente efetuada uma comparação dos custos por natureza, na qual foi possível concluir que as empresas assumem uma estrutura de custos idêntica.

METODOLOGIA

A análise realizada é importante por ser difícil realizar um *benchmarking* para ambas as empresas, sobretudo ao nível da AGS. Deste modo, comparou-se o OPEX¹⁴ líquido de proveitos da EDA e da EEM para todas as atividades, em função da energia emitida ou fornecida por cada uma das empresas e do número de clientes. No caso da AGS, em que é utilizada a energia emitida pelas centrais da EDA e da EEM, as análises baseadas em custos fixos associados à produção própria das centrais podem enviesar a análise dos custos unitários, uma vez que esta pode oscilar significativamente, em resultado de, por exemplo, o aumento da produção renovável adquirida a outros produtores.

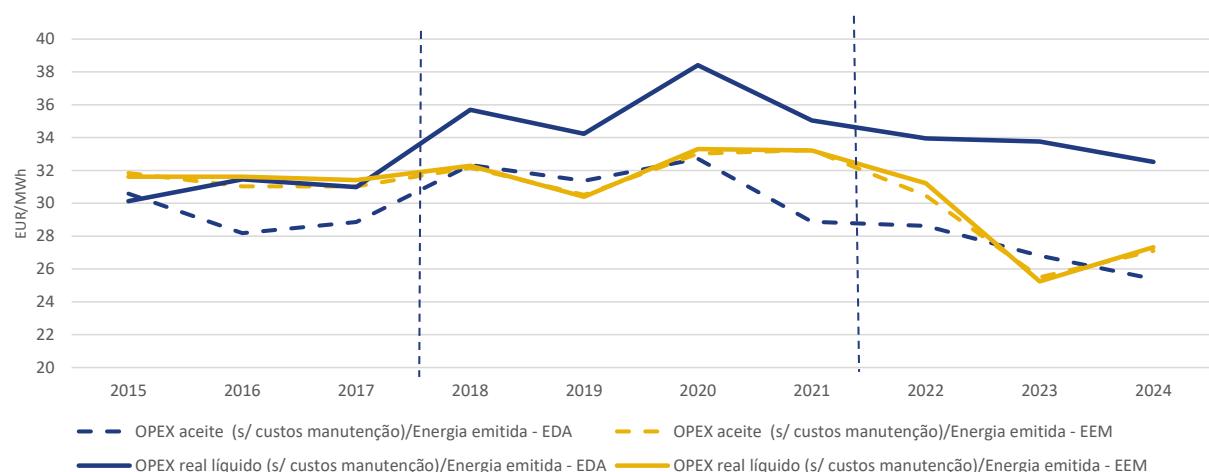
No caso da AGS e da DEE, e tendo por base os critérios bastante distintos de capitalização de custos seguidos por cada empresa, foi ainda efetuada uma análise aos custos de exploração imputados ao investimento, por via dos Trabalhos para a Própria Empresa (TPE), apresentada no ponto 2.3.2.4.

¹⁴ Gastos de exploração da atividade, do inglês, *Operational Expenditure*.

2.3.2.1 AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A Figura 2-10 compara os OPEX real e aceite¹⁵ unitários, a preços constantes de 2024, líquidos de custos de conservação de manutenção de equipamentos produtivos, para o período de 2015 a 2024, equivalente aos três últimos períodos de regulação, das empresas EDA e EEM.

**Figura 2-10 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA
(preços constantes de 2024)**



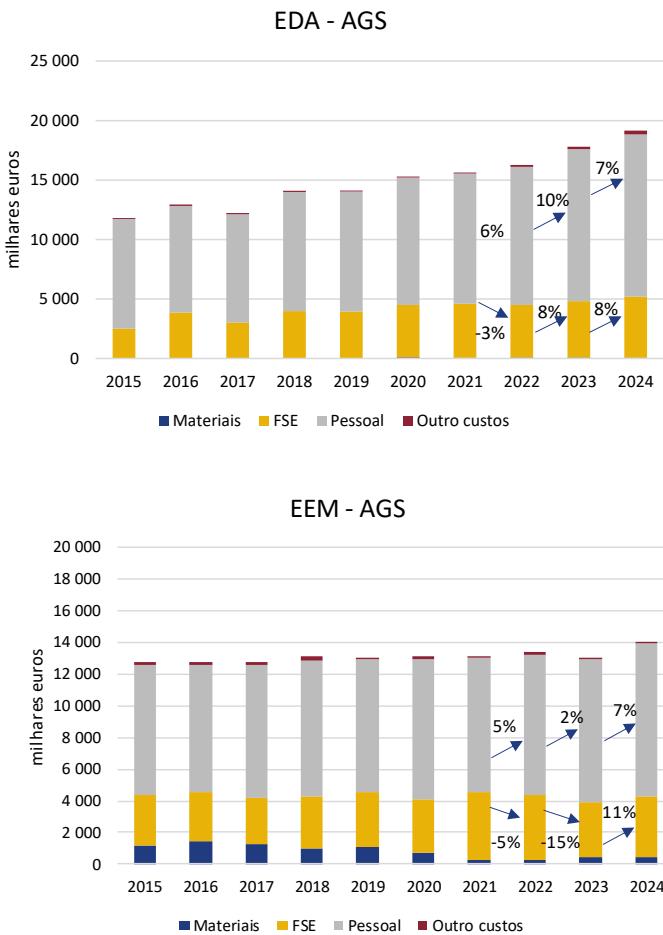
Fonte: ERSE, EDA, EEM

Verifica-se que os OPEX real e aceite unitários da EEM apresentam uma certa estabilidade até 2022, registando nos anos seguintes uma tendência decrescente. Além disso, verifica-se que os valores reais e aceites são quase iguais. 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. No período de regulação 2022-2025 verifica-se um decréscimo dos custos reais, no caso da EDA por efeito da evolução positiva da energia emitida, embora se mantenha a distância face aos valores aceites.

A figura seguinte permite comparar, a preços correntes, a evolução dos custos de exploração por natureza.

¹⁵ OPEX aceite corresponde aos proveitos permitidos.

Figura 2-11 - Comparação dos OPEX real, por natureza, da EDA e da EEM

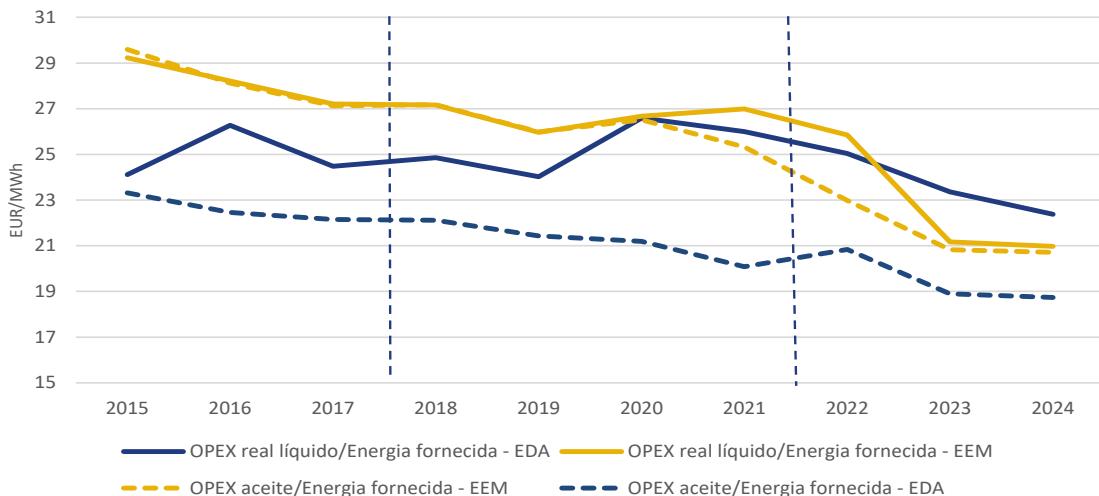


Em suma, pode-se concluir que a evolução histórica dos custos por natureza da atividade de AGS da EDA e EEM reveste-se de alguma variabilidade, mais notória ao nível da componente de fornecimentos e serviços externos e em termos globais mais evidente na EDA. Tal justifica alguma prudência no estabelecimento das metas de eficiência a aplicar no novo período de regulação.

2.3.2.2 DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (DEE)

A Figura 2-12 compara os OPEX real unitário e aceite unitário registado entre 2015 e 2024 das empresas EDA e EEM, utilizando como referencial a energia fornecida por cada uma das empresas.

Figura 2-12 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA
(preços constantes de 2024)

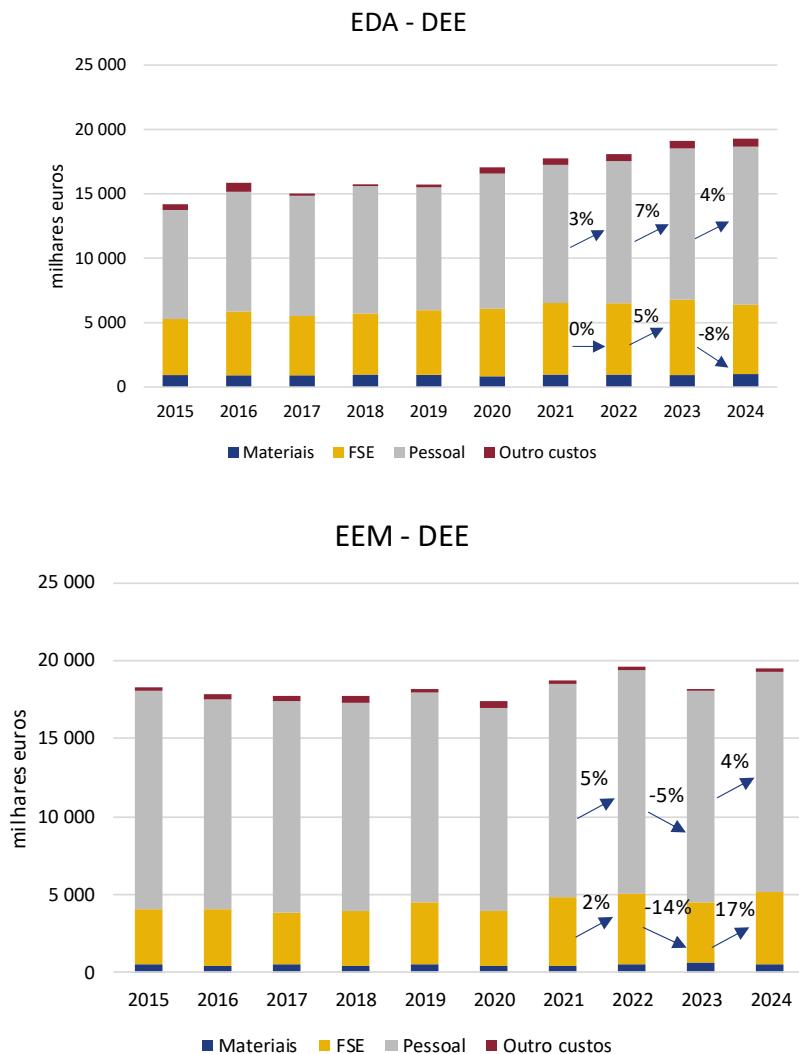


Fonte: ERSE, EDA, EEM

Nesta análise a preços constantes de 2024, observa-se que a EEM apresentou até 2022 custos por energia fornecida mais elevados do que a EDA, tendo-se invertido esta situação a partir desse ano. Os custos reais e aceites da EEM são bastante próximos, com uma tendência de decréscimo ao longo do período em análise. Ao contrário, no caso da EDA, os custos aceites pela ERSE são claramente inferiores aos custos reais, com estes últimos a aumentarem significativamente em 2019 e 2020. No entanto, a partir de 2021 verifica-se um decréscimo dos custos reais da EDA por energia distribuída, o que vem encurtar a distância entre esses custos e os aceites.

No que respeita à natureza dos custos, é de registar que as duas empresas apresentam alguma volatilidade sobretudo ao nível dos fornecimentos e serviços externos, tal como se pode observar na figura seguinte onde se apresenta a evolução do OPEX real por natureza, a preços correntes.

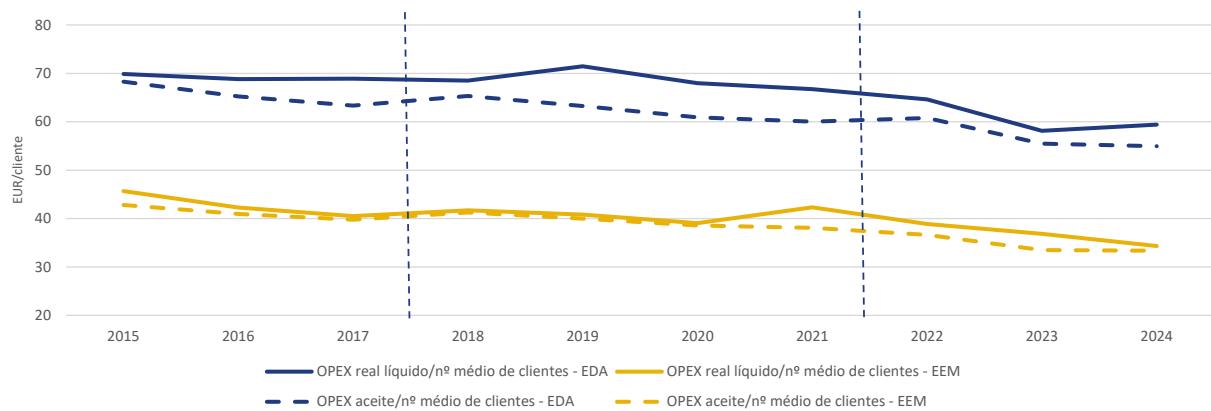
Figura 2-13 - Comparação dos OPEX real por natureza da EDA e da EEM



2.3.2.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CEE)

A Figura 2-14 compara os OPEX real unitário e aceite unitário registado entre 2015 e 2024 das empresas EDA e EEM, utilizando como referencial o número de clientes de cada uma das empresas.

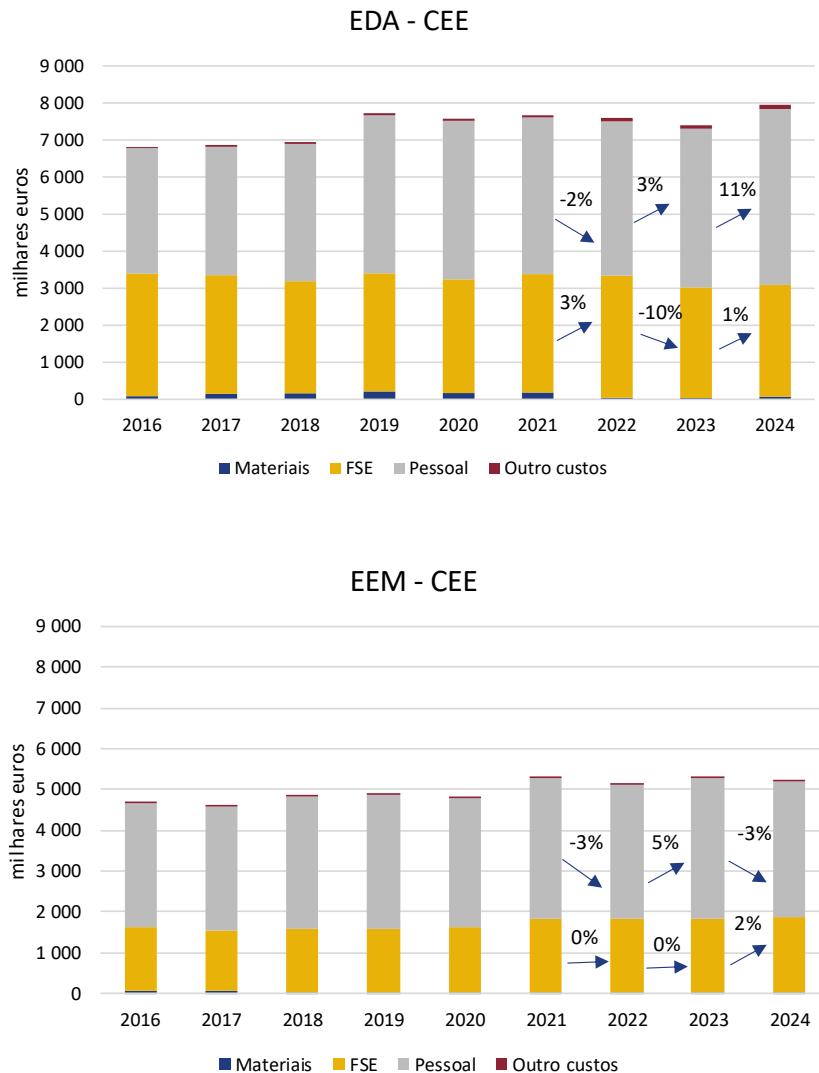
Figura 2-14 - Comparação dos OPEX real unitário e aceite unitário da EEM e da EDA
(preços constantes de 2024)



Ao contrário das restantes atividades, na CEE a evolução de custos é estável nas duas empresas. Existe uma tendência de diminuição dos custos. No entanto, os custos reais são superiores aos aceites, apesar de se verificar uma aproximação dos custos reais.

Pela Figura 2-15, que apresenta a evolução do OPEX líquido por natureza, a preços correntes, da atividade de CEE, observa-se, à semelhança das restantes atividades, uma grande volatilidade na evolução dos custos por natureza, mais evidente na EDA. Em termos globais os custos têm-se mantido estáveis.

Figura 2-15 - Comparação dos OPEX real por natureza da EEM e da EDA



2.3.2.4 ANÁLISE DOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO IMPUTADOS AO INVESTIMENTO

A capitalização de custos operacionais ao investimento difere entre empresas, e reveste-se de uma maior discricionariedade por depender de critérios definidos por cada uma das empresas, em resultado das suas políticas de alocação desses custos aos investimentos.

Os custos de OPEX que constituem as bases de custos da EDA e da EEM são líquidos dos custos imputados ao investimento resultantes de trabalhos para a própria empresa (TPE). Estes custos são na sua maioria gastos com materiais, fornecimentos e serviços externos, gastos com pessoal e, residualmente, outros gastos, como por exemplo os resultantes das taxas de licenciamento dos projetos de investimento.

Assim, a imputação de custos ao investimento pode influenciar significativamente os custos a recuperar pela empresa através do OPEX e, consequentemente, enviesar a comparação entre os custos de OPEX real e aceites. Tal ocorre, se os critérios de alocação dos custos aos investimentos forem marcadamente diferentes. Este enviesamento tem consequências no desempenho percebido da empresa ao nível do OPEX, com impacto na definição de metas de eficiência e na definição da base de custos. Neste caso, a empresa que efetua mais imputações de gastos ao investimento tem a garantia da sua remuneração via CAPEX, enquanto a empresa que não o faz, mantendo alguns desses gastos ao nível do OPEX, pode ser prejudicada através do mecanismo de partilha e pela aplicação de metas de eficiência, não tendo garantida a sua recuperação pela totalidade. A aplicação de uma metodologia do tipo TOTEX¹⁶, que trata de forma equivalente o OPEX e o CAPEX tende a anular esses enviesamentos.

A ERSE efetuou uma análise comparativa dos custos imputados ao investimento, pelas EDA e pela EEM, para as atividades de AGS e de DEE, para o período 2015 a 2024. A realização deste exercício assentou nas seguintes premissas:

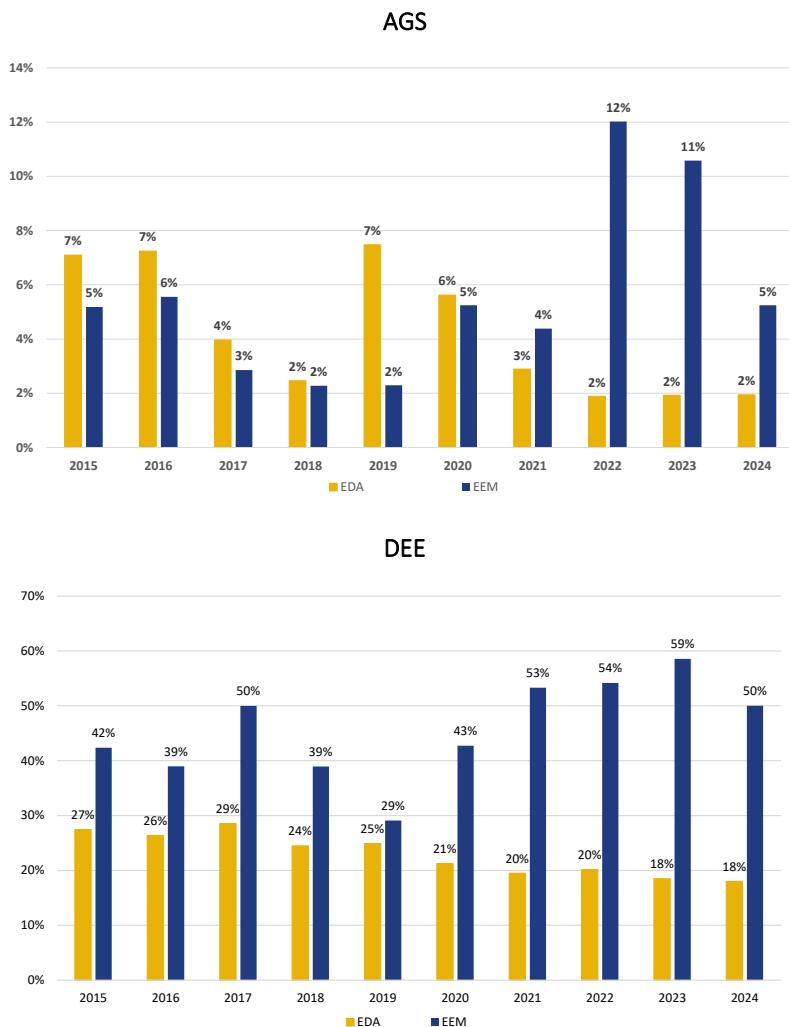
1. Cálculo da percentagem teórica de imputação de TPE ao investimento (excluindo a componentes de encargos financeiros) através do rácio entre o valor de TPE de cada ano, e o valor inicial dos ativos em curso acrescido do valor dos investimentos efetuados em cada ano (excluindo equipamento de transporte administrativo);
2. Este rácio parte do pressuposto que a capitalização de TPE é efetuada sobre os ativos que transitam em curso, e dos novos investimentos, antes da sua passagem à exploração;
3. As taxas resultantes desse cálculo, em regra, mais baixas para a EDA, foram aplicadas à EEM, obtendo-se um novo valor teórico de imputação de TPE a investimento, caso as empresas utilizassem as mesmas percentagens;
4. O diferencial entre os custos resultantes deste cálculo e os custos reais de TPE da EEM foram acrescidos ao OPEX real de cada ano, da EEM. Tal permite comparar, em termos teóricos, os custos de OPEX de cada empresa, caso adotassem taxas de imputação de TPE semelhantes.

A Figura 2-16 apresenta para o período 2015-2024, as taxas teóricas de imputação de TPE aos investimentos na atividade de AGS, calculadas pela ERSE, com base nos pressupostos enunciados no ponto 1 anterior. As taxas de imputação de TPE da EEM são significativamente mais elevadas do que as da

¹⁶ *Total Expenditure*”, que é composto pelas parcelas de OPEX e CAPEX.

EDA, ultrapassando os 50% em certos anos na DEE. Observa-se, igualmente, que estas taxas são particularmente voláteis, em especial no caso da EEM.

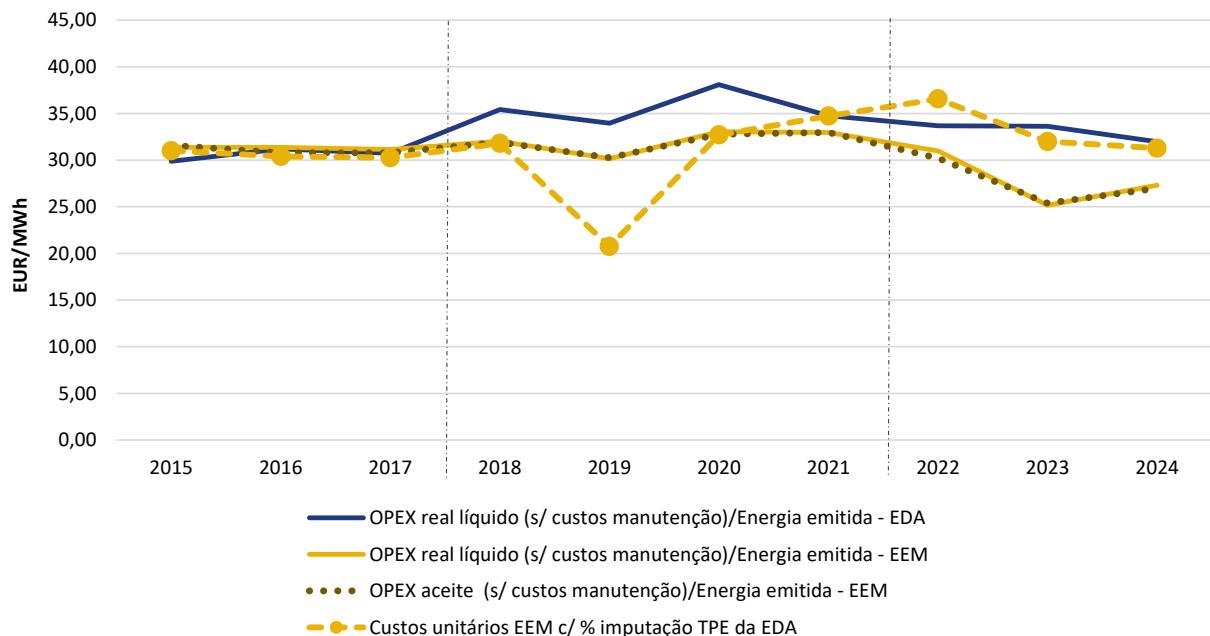
Figura 2-16 – Taxas teóricas de imputação de TPE aos ativos—EDA e EEM



Fonte: ERSE

O recálculo dos TPE da EEM, com a aplicação das taxas da EDA, resultaria num novo nível de OPEX na AGS. Nesta simulação, o OPEX real da EEM passa a ser superior ao aceite para efeitos tarifários a partir de 2020 e em linha com o da EDA a partir desse ano, tal como é apresentado na Figura 2-17.

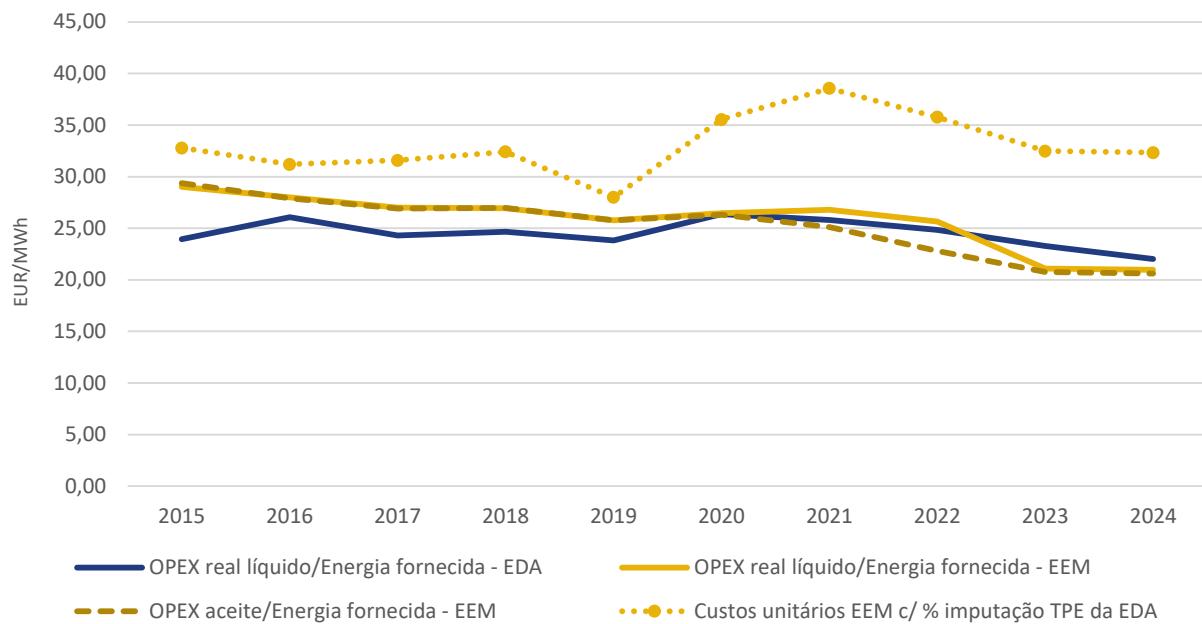
Figura 2-17 – Comparação dos OPEX da EEM e da EDA com imputação de TPE teóricos na AGS
(preços constantes de 2024)



Fonte: ERSE

Da mesma forma, o recálculo dos TPE da EEM resultaria, para a atividade de DEE, num nível de OPEX unitário da EEM muito acima do da EDA e dos valores aceites para efeitos tarifários, tal como se observa na Figura 2-18.

**Figura 2-18 – Comparação dos OPEX da EEM e da EDA com imputação de TPE teóricos na DEE
(preços constantes de 2024)**



Fonte: ERSE

Na atividade de DEE, a percentagem de imputação de TPE ao investimento da EEM foi sempre superior ao da EDA. Caso as duas empresas apresentassem uma estrutura semelhante, os custos de OPEX da EEM seriam, entre 2015 e 2024, em média, 7 EUR/MWh acima dos custos que a empresa tem vindo a reportar.

Refira-se que a estrutura de imputação de TPE pode ser influenciada pela forma como as empresas afetam os seus recursos ao investimento, nomeadamente, através da realização de algumas das obras com recursos próprios, bem como a opção por uma política de centralização da aquisição de materiais e equipamentos a aplicar nas obras.

Contudo, apesar do normativo contabilístico, a título de orientação, exemplificar algumas naturezas de custos que podem ou não ser capitalizados, as empresas mantêm alguma discricionariedade na capitalização das diferentes naturezas de custos nos valores dos ativos.

Recorde-se que a materialidade e a existência de uma assimetria de informação entre as empresas e a ERSE, levou esta última a introduzir nos Regulamentos Tarifários do setor elétrico e do gás, sem prejuízo no disposto no normativo contabilístico, o **“Princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e de gestão incorporados no ativo remunerado”**.

Deste modo, a situação aqui apresentada será acompanhada pela ERSE ao longo do próximo período de regulação. Refira-se que em 2024 e em 2025, a ERSE já realizou ações de fiscalização à REN e à E-REDES, com vista a promover a coerência e harmonização de critérios alocação de encargos aos investimentos.

2.3.2.5 CONCLUSÕES

A análise efetuada nos pontos anteriores permitiu posicionar o desempenho relativo da EDA e da EEM, no contexto insular onde atuam. Tendo em conta as características de cada região, e mesmo de cada empresa, é possível retirar algumas conclusões sobre o desempenho dessas empresas e assim melhor suportar as decisões tomada no início de mais um período de regulação, em particular na definição das bases de custos e das metas de eficiência.

As principais conclusões retiradas são:

- a EDA continua a ter dificuldade em ajustar os seus custos aos níveis de eficiência definidos registando-se, contudo, uma tendência de decréscimo dos custos reais unitários no último período de regulação;
- no período de regulação 2022-2025, apesar de ainda se verificar um distanciamento entre os custos reais e custos aceites, principalmente na EDA, as empresas têm feito um esforço para se aproximar do nível de custos definido pela ERSE;
- o decréscimo registado nos custos unitários de todas as atividades resulta da efetiva redução de custos nas duas empresas, com exceção da atividade de AGS na EDA, cuja evolução decrescente dos custos reais é justificada pela evolução da energia;
- a grande proximidade entre os custos reais e aceites na EEM poder-se-á dever aos critérios de capitalização de custos seguidos pela empresa, em especial na atividade de DEE.

A análise mais detalhada sobre alguns destes pontos será apresentada nas secções seguintes.

2.3.3 EDA

2.3.3.1 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

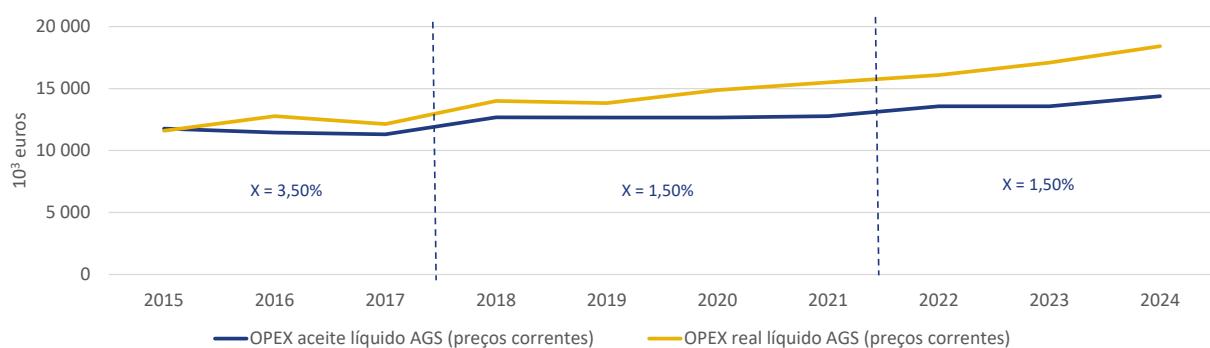
No período de regulação 2026-2029 manter-se-á a metodologia de regulação do OPEX assente num *revenue cap*. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX para 2026, bem como as metas de eficiência a aplicar para os anos de 2027 a 2029.

2.3.3.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE AGS

A atividade de AGS da EDA desenvolve-se numa região com características específicas, designadamente, o facto de operar em 9 ilhas, que constituem 9 sistemas electroprodutores isolados. Em cada um destes sistemas deve existir pelo menos uma central termoelétrica a operar, de modo a garantir a segurança de abastecimento. Esta situação influencia diretamente a estrutura de custos de exploração desta atividade, e em parte, a evolução de algumas naturezas de custos, tal como já apresentado no ponto 2.3.2.1.

A Figura 2-19 apresenta a evolução do OPEX líquido real da EDA bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE, desde 2015, com base na aplicação das metodologias de regulação em vigor a cada momento¹⁷, excluindo a componente de custos associada à conservação e manutenção de equipamentos produtivos. Apresenta-se para cada período de regulação a meta de eficiência definida (fator x). Estes valores encontram-se a preços correntes.

Figura 2-19 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EDA



Fonte: ERSE, EDA

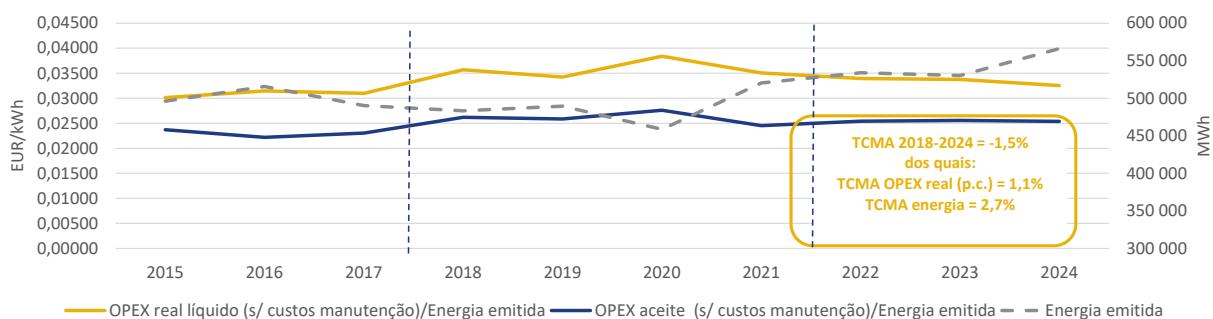
¹⁷ A metodologia de *revenue cap* foi implementada em 2012.

Como se observa, com exceção de 2015, o valor do OPEX aceite pela ERSE é inferior ao OPEX real. O distanciamento entre os custos aceites pela ERSE e os incorridos pela empresa pode ser explicada, em parte, pelo aumento de gastos com pessoal.

Relativamente aos custos unitários, reais e aceites, a EDA beneficia da evolução positiva ocorrida na energia emitida, conforme é apresentado na Figura 2-20.

Figura 2-20 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia emitida (preços constantes de

2024)



Fonte: ERSE, EDA

De 2018 a 2024, equivalente a dois períodos de regulação, registou-se uma variação média anual do custo real unitário de -1,5% para o qual contribuiu o crescimento de 1,1% ao ano nos custos reais e um aumento de 2,7% ao ano na energia emitida.

2.3.3.1.2 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE AGS

2.3.3.1.2.1 BASE DE CUSTOS

A base de custos para a atividade de AGS definida para o período de regulação 2026-2029 foi calculada de acordo com a metodologia apresentada no capítulo 2.1.

No entanto, face às características desta atividade e à evolução dos custos já apresentada, na definição da nova base de custos, foram adotadas as opções que se detalham de seguida.

AJUSTAMENTOS ESPECÍFICOS

Nos custos reais foram considerados os ajustamentos à base de custos decorrentes:

- da análise do Dossier de Preços de Transferência (em linha com o procedimento efetuado em 2021 na definição da base de custos atual), que resulta do facto da EDA prestar serviços administrativos e de contabilidade a empresas do seu grupo, mas sem cobrar nenhuma margem. Uma vez que as orientações da OCDE para as operações intragrupo referem a aplicação de uma margem aos serviços prestados, deduziu-se à base de custos o valor apurado referente a essa margem (a margem aplicada foi de 10% em linha com o aplicado nos anos anteriores).
- das rubricas de gastos e rendimentos que não são consideradas elegíveis para aceitação, tal como mencionado no capítulo 2.1.2. Neste caso, excluem-se da base de custos real e aceite, os valores reais de 2023 e 2024 associados a: i) multas, ii) 50% das indemnizações, iii) insuficiência para estimativa de imposto e iv) mais valias relativas aos imóveis.

Nos seus comentários à proposta tarifária para 2026, a EDA esclarece o motivo para a diminuição dos valores associados à rubrica de FSE - Serviços de informática em 2024. Esta diminuição resulta da ausência de faturação dos serviços associados ao SAP, em consequência de uma divergência entre a EDA e a empresa SAP relativa aos valores da licença, o que inviabilizou o lançamento do concurso público para a contratação daqueles serviços. Assim, não se prevê que a quebra acentuada dos valores naquele ano se mantenha.

Neste contexto, foi incluído, a título excepcional, um montante associado a FSE – Serviços de informática na base de custos, destinado a refletir os encargos que a empresa teria suportado em 2024 em condições normais. Para esse efeito, serão considerados 75% dos custos estimados pela empresa, no valor de 1 075 milhares de euros. Nestas circunstâncias, os valores agora considerados poderão ser reajustados no cálculo da base de custos para 2030, tendo em conta os custos com esta rubrica que efetivamente vierem a ocorrer.

A consideração da rubrica de Prestação de Serviços é outro ajustamento efetuado à base de custos, que, até à data, não estava a ser deduzida, porque a empresa não apresenta esses montantes desagregados nas contas reguladas. Assim, após resposta a um pedido de esclarecimento complementar, os montantes de Prestações de Serviços de 2023 e 2024 foram deduzidos tanto nos custos reais, como nos custos aceites.

FATOR DE PARTILHA

Não obstante o desempenho da EDA no desenvolvimento desta atividade, caracterizado pelo facto dos custos reais serem sistematicamente superiores aos aceites, assinala-se que a empresa tem conseguido diminuir os seus custos em termos unitários. Isto permite antecipar alguma capacidade da empresa em diminuir os seus custos no próximo período de regulação. No entanto, a manutenção da atual magnitude

do diferencial entre os custos aceites e reais não transmite os sinais económicos desejados. Neste contexto, optou-se por definir a **base de custos com fatores de partilha de 85% de custos reais e de 15% de custos aceites**.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

Assim, a base de custos para 2026, para a atividade de AGS, calculada de acordo com a metodologia anteriormente definida e sobre a qual são aplicadas metas de eficiência ao longo do restante período de regulação, é a que se apresenta na Figura 2-21.

Figura 2-21 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS

AGS	Unidade: 10 ³ euros	
	2023	2024
Custos reais (sem custos de manutenção) (10 ³ euros)	17 905	18 417
Ajustamento preços transferência (em 10 ³ euros)	7	7
Acertos base de custos	-5	83
Custos reais líquidos de ajustamentos preços transferência e acertos base de custos	17 904	18 327
Média custos reais 2023 e 2024	18 116	
Proveitos aceites pela ERSE (sem custos de manutenção) (em 10 ³ euros)	14 222	14 381
Acertos base de custos	-5	83
Custos aceites líquidos de acertos base de custos	14 227	14 298
Média custos aceites 2023 e 2024	14 263	
Base custos 2026	18 487	
variação base custos 2026 - média real (2023-2024)	2%	
variação base custos 2026 - média aceite (2023-2024)	30%	

Base de custos - média ponderada dos custos reais (85%) e aceites (15%) de 2023 e de 2024, deduzidos dos ajustes à base de custos, atualizados para 2026 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB - X) do PR 22-25

Fonte: ERSE, EDA

2.3.3.1.2.2 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 2.3.2.

Assim, tendo em conta essas análises, em particular, o aumento de custos ocorrido, por um lado, mas, por outro, a capacidade revelada para controlar os custos e a aproximação da base de custos aos custos reais, **propõe-se a redução da meta de eficiência para 1,25%**, que inclui 0,25% de eficiência decorrente do progresso tecnológico¹⁸.

2.3.3.1.2.3 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE AGS DA EDA

O Quadro 2-4 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029, base de custos em 2026 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2027 a 2029.

Quadro 2-4 - Parâmetros da AGS

AGS	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (10³ EUR)	18 487	
Fator de eficiência		1,25%

Fonte: ERSE, EDA

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia constam da Figura 2-22, pressupondo a manutenção do IPIB ao longo do período de regulação.

¹⁸ Tendo em conta os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição», que integra os documentos da proposta tarifária para 2026.

Figura 2-22 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EDA

2.3.3.2 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação 2026-2029 mantém-se a metodologia de regulação do OPEX¹⁹, 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 2026, bem como as metas de eficiência a aplicar nos anos de 2027 a 2029.

2.3.3.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DEE

Tal como já mencionado na análise da atividade de AGS, a operação da EDA está sujeita a certos condicionalismos decorrentes da sua localização insular. Em particular, o facto de operar em várias ilhas condiciona a estrutura de custos da empresa com impacte no desempenho da própria atividade. No entanto, a empresa deve atuar e desenvolver a sua atividade sempre com o foco na eficiência de custos e é precisamente essa análise que se apresenta nos pontos seguintes²⁰.

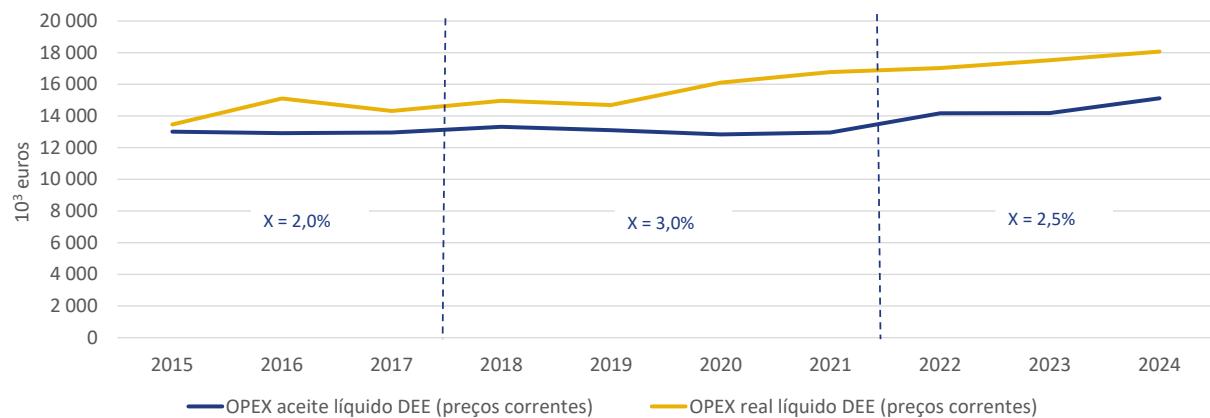
A Figura 2-23 apresenta, desde 2015, a evolução do OPEX líquido real da EDA bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na aplicação da metodologia de regulação implementada, com indicação

¹⁹ Custos de exploração, do inglês *Operational Expenditure*.

²⁰ A análise de desempenho mais detalhada encontra-se no documento «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 2026 e parâmetros para o período de regulação 2026-2029»

da meta de eficiência aplicada em cada período de regulação. Estes valores encontram-se a preços correntes.

Figura 2-23 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de DEE da EDA

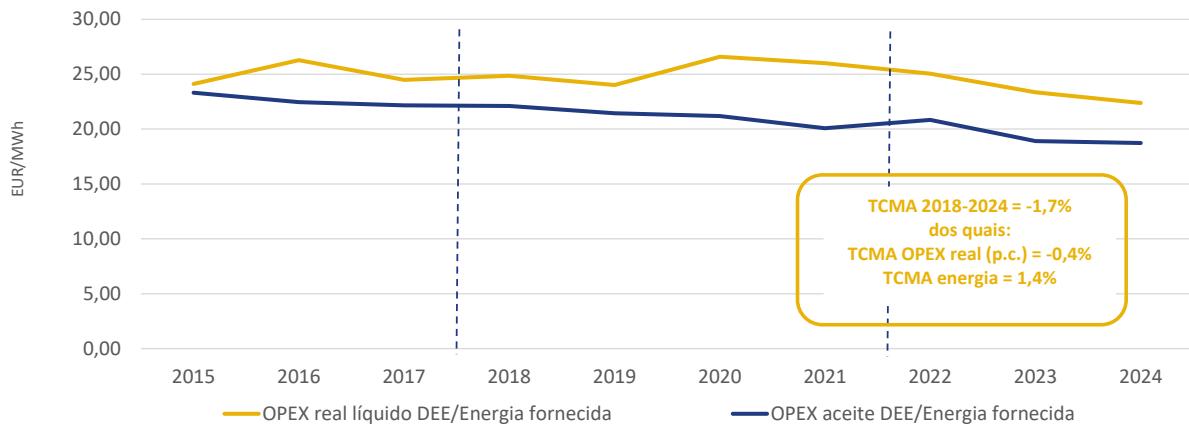


Fonte: ERSE, EDA

A Figura 2-23 permite observar que no período em análise, o OPEX real foi superior ao OPEX aceite pela ERSE, com maior distanciamento a partir de 2020, ano onde se observa um acréscimo dos custos reais. A partir desse ano regista-se uma certa estabilidade nos custos, sendo a rubrica de custos com pessoal a que mais justifica a evolução dos custos de exploração, tal como já referido no capítulo 2.3.2.2.

Procedeu-se, também à análise da evolução dos custos unitários da EDA, a preços constantes de 2024, 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 2-24 e Figura 2-25 apresentam essa análise.

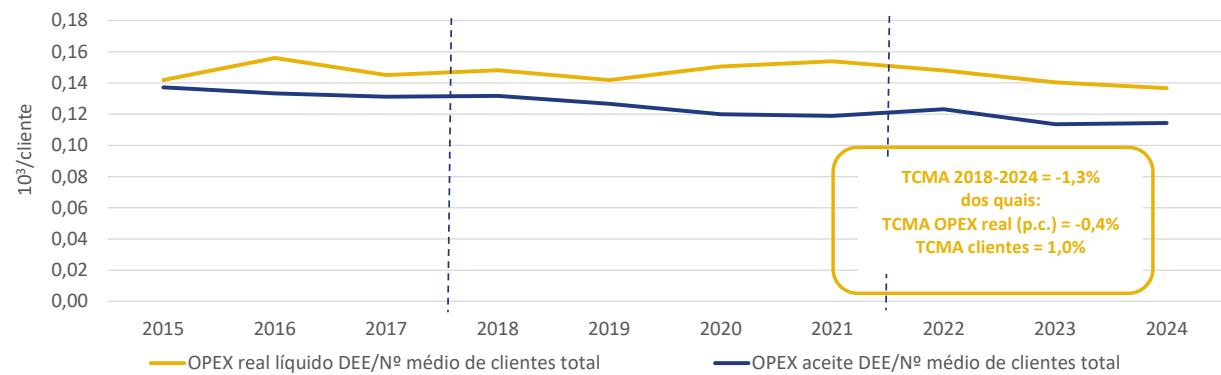
Figura 2-24 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE
(Por energia distribuída, preços constantes de 2024)



Fonte: ERSE, EDA

Conclui-se que, em termos de OPEX unitário, a EDA não cumpriu a meta de eficiência imposta nos últimos três períodos de regulação, mas no período de regulação 2022-2025 os seus custos aproximaram-se dos aceites. Entre 2018 e 2024 os custos unitários reais por energia registam uma taxa de variação média anual de -1,7%, fruto do decréscimo do OPEX real e do aumento da energia fornecida.

Figura 2-25 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE
(Por número de clientes, preços constantes de 2024)



Fonte: ERSE, EDA

Em termos de OPEX unitário real por cliente, regista-se uma variação média anual entre 2018 e 2024 de cerca de -1,3% que resulta do aumento do número de clientes, mas também de um ligeiro decréscimo do OPEX.

2.3.3.2.2 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE DEE

2.3.3.2.2.1 BASE DE CUSTOS

A base de custos para a atividade de DEE definida para o período de regulação 2026-2029 foi calculada de acordo com a metodologia apresentada no capítulo 2.1. e considerando os ajustamentos específicos identificados na atividade de AGS no capítulo 2.3.3.1.2.1.

FATOR DE PARTILHA

Na DEE a empresa tem conseguido diminuir os seus custos em termos unitários e aparenta aproximar-se dos custos reais. No entanto, a persistência de um diferencial importante entre os custos aceites e reais não contribui para o equilíbrio económico-financeiro da atividade. Assim, à semelhança dos procedimentos seguido para a atividade de AGS da EDA, nesta atividade também se optou por aproximar a base de custos do nível de custos reais, considerando-se fatores de partilha de **85% de custos reais e de 15% de custos aceites.**

INDUTORES DE CUSTO E REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

Na definição dos indutores, por não se verificarem alterações de circunstância que justificam uma revisão desses parâmetros, para o período de regulação 2026-2029 serão mantidos os indutores do período de regulação: i) **energia elétrica fornecida** por ano e ii) **número médio anual de clientes**. É igualmente mantido o peso **desses indutores nos proveitos, 50%**, representando **cada indutor 25% dos proveitos**.

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, mas enfatizando que tanto a energia distribuída como o número de clientes são importantes indutores de custos.
- A escolha da energia distribuída 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.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

Assim, a base de custos para 2026, para a atividade de DEE, calculada de acordo com a metodologia definida anteriormente e sobre a qual são aplicadas metas de eficiência ao longo do restante período de regulação, é a que se apresenta na Figura 2-26.

Figura 2-26 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de DEE

Unidade: 10^3 euros

DEE	AT/MT	2023	2024
Custos reais (10^3 euros)		7 844	8 070
Ajustamento preços transferência (em 10^3 euros)		1	1
Média ponderada dos custos reais e aceites de 2023 e 2024, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência e dos acertos base custos		7 586	
Proveitos aceites pela ERSE (em 10^3 euros)		5 607	5 712
Acertos base de custos		2	49
Base custos 2026		8 133	
variação base custos 2026 - média real (2023-2024)		2%	
variação base custos 2026 - média aceite (2023-2024)		44%	
AT/MT			
Parte Fixa		4 066	
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,00665	
Energia fornecida (MWh)		305 828	
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)		2,13106	
Nº médio de clientes		954	

Unidade: 10^3 euros

DEE	BT	2023	2024
Custos reais (10^3 euros)		10 521	9 994
Ajustamento preços transferência (em 10^3 euros)		2	1
Média ponderada dos custos reais e aceites de 2023 e 2024, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência e dos acertos base custos		9 190	
Proveitos aceites pela ERSE (em 10^3 euros)		9 253	9 407
Acertos base de custos		902	951
Base custos 2026		9 655	
variação base custos 2026 - média real (2023-2024)		-6%	
variação base custos 2026 - média aceite (2023-2024)		3%	
BT			
Parte Fixa		4 829	
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)		0,00448	
Energia fornecida (MWh)		538 388	
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)		0,01792	
Nº médio de clientes		134 718	

Fonte: ERSE, EDA

2.3.3.2.2.2 META DE EFICIÊNCIA

Para além das análises de desempenho efetuadas referidas no respetivo ponto do presente capítulo, neste ponto descreve-se o processo de definição do fator de eficiência para o próximo período de regulação da atividade de distribuição da EDA. Para este efeito, no caso específico da EDA, além da ponderação de outros elementos decorrentes das análises de desempenho que incluem, por exemplo, a análise da evolução dos recursos utilizados para o desenvolvimento da atividade no contexto geográfico distinto em que opera, recorreu-se a um estudo de *benchmarking* que pode ser consultado no documento «Estudo de *benchmarking* – Operadores de Redes 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. Recorda-se que uma das formas de aferir os níveis de eficiência, é a realização de análises de *benchmarking* nas quais se compara o nível de eficiência dos pares, que constituem um método largamente utilizado pelos diferentes reguladores. Este método permite avaliar a distância entre o nível efetivo de eficiência das empresas reguladas e a fronteira de eficiência. Tal como efetuado em períodos de regulação anterior, para a realização desta análise a ERSE recorre a uma amostra de distribuidores de energia elétrica europeus, incluindo a EDA e a EEM como únicas empresas insulares decorrentes da indisponibilidade de dados. Ainda assim, a ERSE considera ser benéfico incluir as empresas insulares no estudo, por permitir aferir a sua evolução e o seu posicionamento relativo face a concorrentes do setor, sem ignorar, contudo, o meio específico em que estas empresas atuam. O estudo de *benchmarking* serve principalmente como uma ferramenta adicional para a definição das metas de eficiência a aplicar à atividade de distribuição da EDA, cujos resultados são avaliados pela ERSE, com base nos seguintes critérios:

- Avaliação da evolução individual: avaliar a evolução de desempenho da EDA ao longo do tempo (análise longitudinal), verificando se estão a progredir em eficiência, independentemente das diferenças estruturais face aos restantes operadores.
- Identificação do posicionamento relativo: avaliar a magnitude das diferenças de custos da EDA e perceber se os custos são justificados pela insularidade ou por ineficiências que podem ser corrigidas.
- Estimativa do impacto de fatores específicos: a comparação inicial é útil para isolar e quantificar o impacto real dos fatores da insularidade (a dispersão geográfica, distância face ao continente, etc.) nos custos operacionais.

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 4 do documento «Estudo de Benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição») para analisar a eficiência que incluam o OPEX como *input*. Observa-se que a atividade de DEE da EDA se posiciona entre o 3.º quartil nos modelos com metodologia DEA e no 4.º quartil nos modelos com metodologia SFA. Salvaguardando um grau de incomparabilidade dos resultados do presente estudo com os resultados do “Estudo de Benchmarking - Operadores de Redes de Distribuição – dezembro de 2021” em resultado das metodologias e amostra utilizadas, estes resultados parecem evidenciar uma estabilização do desempenho da EDA. Salienta-se que, tal como anteriormente referido, estes resultados são condicionados pela insularidade e escala que caracterizam a atividade da EDA. Reforça-se que na análise efetuada a EDA e a EEM, estas são as duas únicas empresas insulares.

Tendo em conta os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição», considera-se como referência um valor de progresso tecnológico na ordem dos 0,25%.

No mesmo estudo, definiu-se o referencial mínimo de eficiência a aplicar às entidades reguladas para o período de 2026 a 2029, tendo em conta o progresso tecnológico (mínimo de eficiência) e o posicionamento das empresas por quartil (incremento de 0,5% por quartil). Como a EDA se posiciona entre o 3º e 4º quartil nos modelos em análise, o referencial mínimo de eficiência é de 1,5%.

Deste modo, além dos resultados do estudo do benchmarking supramencionado, e atendendo: i) ao facto da empresa iniciar o período de regulação com um nível de proveitos em linha com o nível de custos tido durante o último período de regulação, ii) ao esforço na redução de custos registada nesse período de regulação, e iii) ao referencial mínimo de eficiência estabelecido no estudo de *benchmarking*, considera-se adequada **uma revisão em baixa da meta de eficiência para 1,25% no caso do OPEX da EDA**.

2.3.3.2.2.3 RESUMO DE PARÂMETROS

O Quadro 2-5 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029: base de custos em 2026 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2027 a 2029.

Quadro 2-5 - Parâmetros da DEE

DEE - AT/MT	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (10³ euros)	4 066	
Fator de eficiência custos fixos		1,25%
Custo por energia fornecida (10³ euros/MWh)	0,00665	
Fator de eficiência energia fornecida		1,25%
Custo por nº médio de clientes (10³ euros/cliente)	2,13106	
Fator de eficiência nº médio de clientes		1,25%

DEE - BT	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (10³ euros)	4 829	
Fator de eficiência custos fixos		1,25%
Custo por energia fornecida (10³ euros/MWh)	0,00448	
Fator de eficiência energia fornecida		1,25%
Custo por nº médio de clientes (10³ euros/cliente)	0,01792	
Fator de eficiência nº médio de clientes		1,25%

Fonte: ERSE, EDA

Os resultados da aplicação desta metodologia em 2026 são apresentados nas Figura 2-27.

Figura 2-27 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EDA

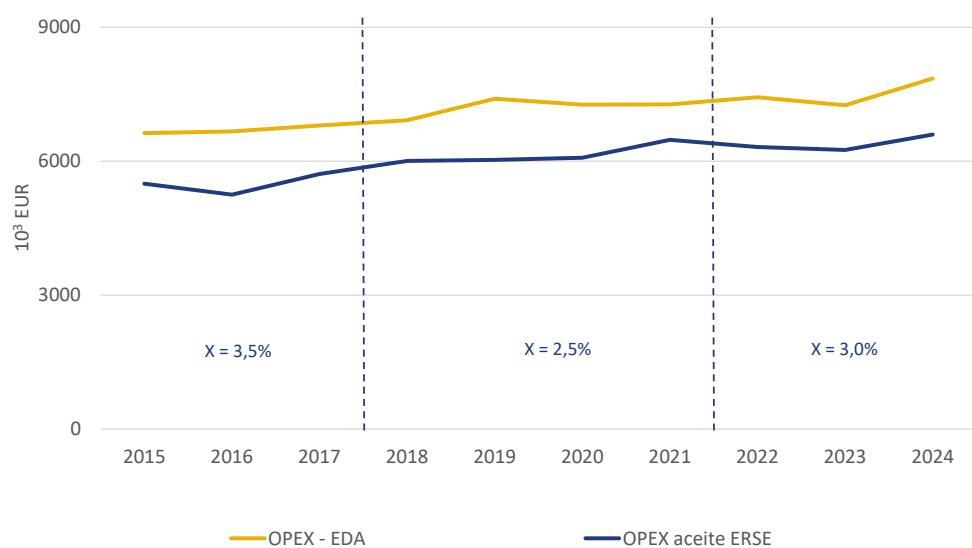
2.3.3.3 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.3.3.3.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE CEE

Tal como já mencionado nas outras duas atividades, a EDA é o operador único da Região Autónoma dos Açores (RAA), mercado que apresenta algumas especificidades, quer pela sua localização, quer pela sua dispersão por várias ilhas. Neste caso em concreto, tem-se consciência que a dimensão da rede de lojas e dos agentes comerciais está condicionada pela resposta a dar em todas as ilhas da RAA.

A Figura 2-28 apresenta desde 2015, a evolução do OPEX real da atividade de comercialização de energia elétrica da EDA, bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE com base na aplicação da metodologia de regulação implementada, com indicação da meta de eficiência aplicada em cada período de regulação. Estes valores encontram-se a preços correntes.

Figura 2-28 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de CEE da EDA

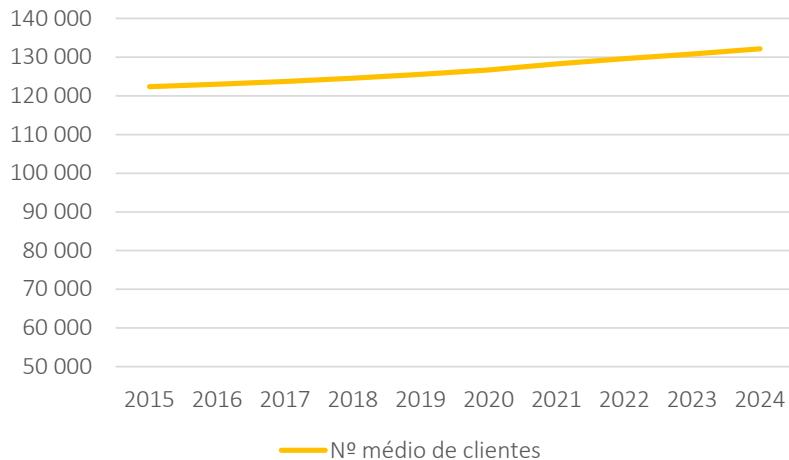


Fonte: ERSE, EDA

A evolução dos custos na atividade de CEE tem sido mais estável do que nas restantes atividades da EDA, o que parece evidenciar um esforço em acompanhar as metas de eficiência definidas.

O gráfico seguinte apresenta a evolução do número médio de clientes da EDA, desde 2015, sendo de registar aumento gradual no número de clientes.

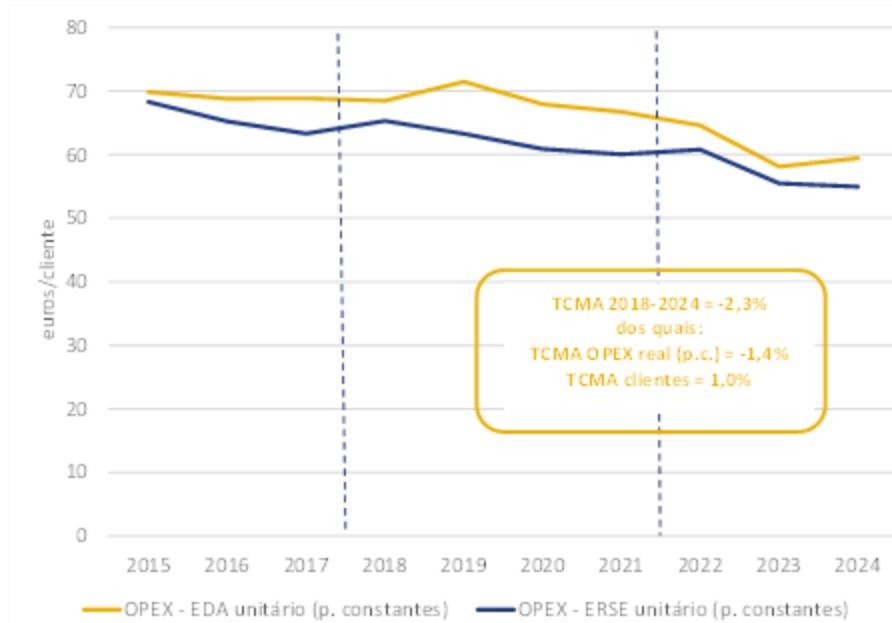
Figura 2-29 - Evolução do número médio de clientes da EDA



Fonte: EDA

A Figura 2-30 apresenta a evolução do OPEX controlável unitário por número de cliente, a preços constantes de 2024, comparando os valores verificados (OPEX EDA) com os valores aceites (OPEX ERSE).

**Figura 2-30 - Custos unitários por cliente da EDA
(preços constantes de 2024)**



Fonte: ERSE e EDA

Pela Figura 2-30 é possível concluir que os custos reais unitários da EDA foram superiores aos custos aceites pela ERSE durante o período analisado, mas também que têm vindo a decrescer, principalmente, desde 2019, muito por força da redução de custos a preços constantes.

2.3.3.3.2 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE CEE

2.3.3.3.2.1 BASE DE CUSTOS

Tal como referido anteriormente, e à semelhança das restantes atividades reguladas, a base de custos controláveis, sujeita a metas de eficiência apurada para 2026, foi calculada com base na metodologia descrita no capítulo 2.1. e considerando os ajustamentos específicos identificados na atividade de AGS no capítulo 2.3.3.1.2.1.

FATOR DE PARTILHA

Embora a diferença entre os custos da empresa e os proveitos permitidos não seja tão pronunciada na CEE comparativamente ao que se verifica nas restantes atividades da EDA, também nesta atividade se tem vindo a verificar um desfasamento sistemático entre os custos reais e os custos aceites. Por este motivo, aplicou-se, também, nesta atividade fatores de partilha de **85% de custos reais e de 15% de custos aceites**

INDUTORES DE CUSTO E REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

Por não haver alterações de circunstância que justificam uma revisão desses parâmetros, mantém-se o indutor **número médio de clientes anuais** para o período de regulação 2026-2029. É igualmente mantido o peso **desse indutor nos proveitos, 50%**.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

Assim, a base de custos para 2026, para a atividade de CEE, calculada de acordo com a metodologia definida anteriormente e sobre a qual são aplicadas metas de eficiência ao longo do restante período de regulação, é a que se apresenta na figura seguinte.

Figura 2-31 - Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de CEE

CEE		Unidade: 10 ³ euros	
AT/MT			
		2023	2024
Custos reais (10³ euros)		261	501
Ajustamento preços transferência (em 10 ³ euros)		0,04	0,08
Média ponderada dos custos reais e aceites de 2023 e 2024, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência e dos acertos base custos		430	
Proveitos aceites pela ERSE (em 10³ euros)		712	736
Acertos base de custos		1	3
Base custos 2026		462	
variação base custos 2026 - média real (2023-2024)		21%	
variação base custos 2026 - média aceite (2023-2024)		-36%	
AT/MT		Unidade: 10 ³ euros	
Parte Fixa		231	
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)		0,24168	
Nº médio de clientes		954	
CEE			
BT			
		2023	2024
Custos reais (10³ euros)		7 343	7 356
Ajustamento preços transferência (em 10 ³ euros)		2	1
Média ponderada dos custos reais e aceites de 2023 e 2024, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência e dos acertos base custos		6 683	
Proveitos aceites pela ERSE (em 10³ euros)		6 549	6 562
Acertos base de custos		515	578
Base custos 2026		6 928	
variação base custos 2026 - média real (2023-2024)		-6%	
variação base custos 2026 - média aceite (2023-2024)		6%	
BT			
Parte Fixa		3 464	
Custo por cliente (milhares de EUR/cliente)		0,02571	
Nº médio de clientes		134 718	

Fonte: ERSE

2.3.3.3.2.2 META DE EFICIÊNCIA

Na atividade de CEE da EDA, o nível de custos ocorrido está sempre acima dos valores aceites, observando-se, no entanto, uma melhoria desta situação.

Assim, tendo em conta as análises anteriores ao nível do desempenho e da partilha entre os custos reais e os custos aceites, considera-se que a meta de eficiência possa ser menor que a do anterior período de regulação, sem, contudo, desperdiçar a margem que se considera que ainda existe para que a empresa reduza os seus custos.

Face ao exposto, e tendo ainda em conta o objetivo de eficiência de custos que a EDA deve ter no desenvolvimento de todas as suas atividades, foi também definida **uma meta de eficiência anual de 1,25%, que reflete 0,25% de eficiência decorrente do progresso tecnológico²¹**.

2.3.3.3.2.3 RESUMO DE PARÂMETROS

Seguidamente são apresentados os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029 e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2027 a 2029, à atividade CEE da EDA.

Quadro 2-6 - Parâmetros da CEE

CEE - AT/MT	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (10³ euros)	231	
Fator de eficiência custos fixos		1,25%
Custo por nº médio de clientes (10³ euros/cliente)	0,24168	
Fator de eficiência nº médio de clientes		1,25%

CEE - BT	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (10³ euros)	3 464	
Fator de eficiência custos fixos		1,25%
Custo por nº médio de clientes (10³ euros/cliente)	0,02571	
Fator de eficiência nº médio de clientes		1,25%

Fonte: ERSE

Os resultados da aplicação desta metodologia em 2026 são apresentados nas Figura 2-32.

²¹ Tendo em conta os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição», que integra os documentos da proposta tarifária para 2026.

Figura 2-32 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EDA

2.3.4 EEM

2.3.4.1 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A atividade de AGS da EEM foi regulada até 2011 por uma metodologia de custos aceites em base anual ao nível do OPEX e de aceitação de custos e investimentos em base anual ao nível do CAPEX. Em 2012 passou a ser aplicado um mecanismo de *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, mantendo-se a regulação do CAPEX através de uma metodologia de aceitação dos custos com investimento em base anual.

No período de regulação 2026-2029 manter-se-á a metodologia de regulação do OPEX dos quatro períodos de regulação anteriores. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX para 2026, bem como as metas de eficiência a aplicar nos anos seguintes, 2027, 2028 e 2029.

2.3.4.1.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE AGS

Para avaliar o impacto dos parâmetros de regulação impostos pela ERSE à atividade de AGS da EEM é crucial a monitorização dos seus custos ao longo dos últimos anos. Assim, nesta secção apresenta-se brevemente esta análise, que se encontra mais desenvolvida no documento “Análise de Desempenho Económicos das

Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, que acompanha o documento de tarifas e preços para 2026. Esta análise revela-se uma ferramenta estruturante de apoio à decisão do regulador, principalmente nos anos de definição de parâmetros para um novo período de regulação.

Para efeitos da definição da base de custos (líquidos de proveitos) sujeita a metas de eficiência para 2026, no que respeita a esta atividade, consideraram-se as rubricas apresentadas no capítulo 2.1.

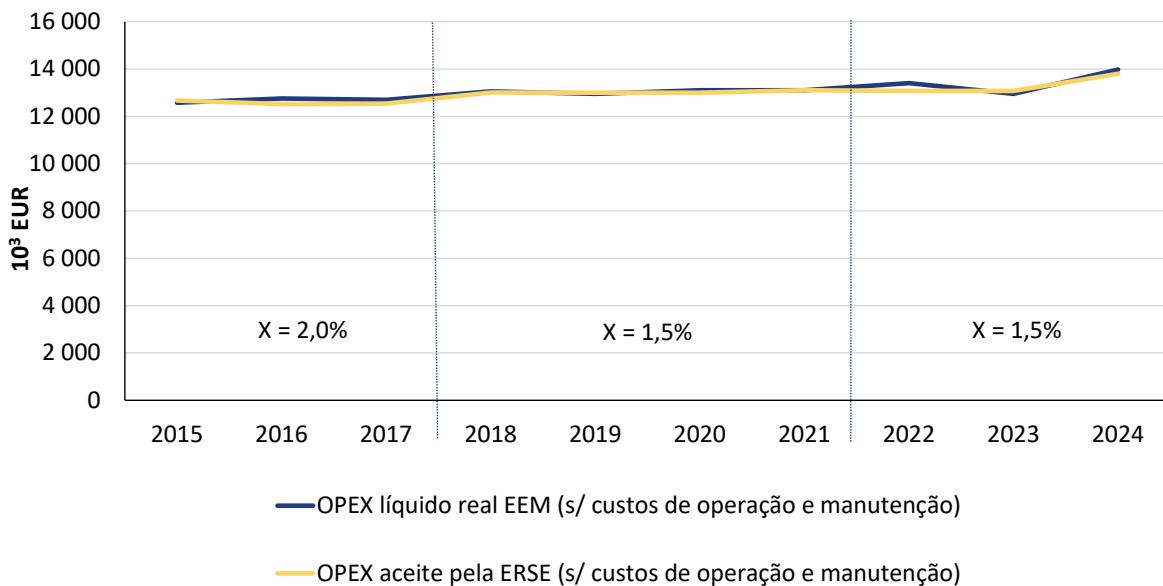
Não obstante o breve resumo realizado, a leitura da presente secção deverá ser complementada com a análise comparativa efetuada entre a EDA e a EEM, que consta no capítulo 2.3.2.

A Figura 2-33 apresenta a evolução do OPEX real da EEM (valor real da *performance* da empresa ao nível de OPEX líquido de proveitos), bem como os valores de OPEX aceites pela ERSE (OPEX que foi aceite pela ERSE em ajustamentos de cada ano), desde 2015.

Assim, face ao tratamento dado às diferentes naturezas de custos da atividade de AGS, a presente análise apenas incide sobre uma pequena parcela dos proveitos permitidos da atividade, os custos de exploração controláveis sujeitos a metas de eficiência, que representam cerca de 9% dos custos totais com OPEX²². Apresenta-se para cada período de regulação a meta de eficiência definida (fator x). Estes valores encontram-se a preços correntes.

²² Os custos com aquisição de fuelóleo, gasóleo e gás natural, bem como os custos com aquisição de licenças de emissão de CO₂ são também sujeitos a eficiência, e são tratados de forma individualizada. Os custos com a aquisição de energia a produtores independentes estão, também, sujeitos à aplicação de regras de aceitação constantes do Regulamento Tarifário.

Figura 2-33 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de AGS da EEM

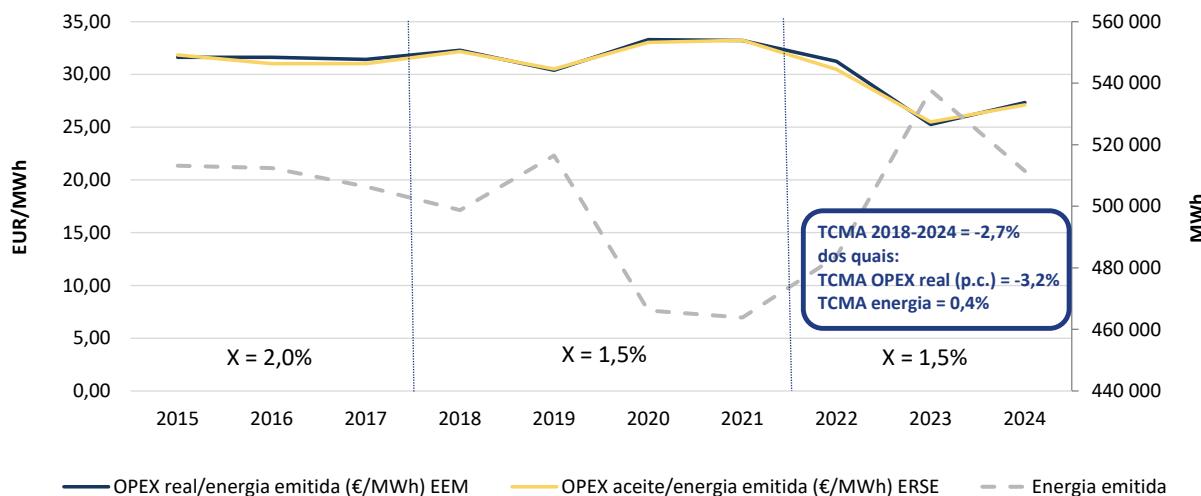


Fonte: ERSE, EEM

A Figura 2-33 permite observar que os gastos operacionais da EEM se têm mantido estáveis, com um ligeiro aumento em 2024, e com os valores reais e aceites bastante aproximados.

Procedeu-se, também, à análise da evolução dos custos unitários da EEM, a preços constantes de 2024, tendo em conta a energia emitida (produção própria), apresentada na Figura 2-34.

**Figura 2-34 - Evolução dos custos de exploração unitários e da energia emitida
(preços constantes de 2024)**



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. As oscilações ao nível dos custos unitários ocorrem no sentido inverso da variação da energia emitida. O acréscimo dos custos unitários verificados em 2024, deve-se ao efeito conjugado do aumento de custos (ver Figura 2-33) e da redução das quantidades de energia emitida (ver Figura 2-34)

Face à análise realizada, é possível observar uma aderência entre a evolução dos custos reais da EEM e os aceites pela ERSE. Contudo, essa proximidade poder-se-á dever à política de capitalização de custos ao investimento (via TPE), aspeto que será monitorizado ao longo do período de regulação 2026-2029.

2.3.4.1.2 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE AGS

2.3.4.1.2.1 BASE DE CUSTOS

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

AJUSTAMENTOS ESPECÍFICOS

Foram efetuados ajustamentos nos custos de exploração a considerar na base de custos, tendo-se excluído da base de custos real e aceite, os valores reais de 2023 e 2024 associados à insuficiência/excesso da estimativa de imposto e as mais valias relativas à venda de imóveis.

Refira-se que, os custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos são aceites fora da base de custos sujeita a metas de eficiência, por não se considerarem totalmente controláveis pela empresa.

FATOR DE PARTILHA

Conforme anteriormente exposto, nos últimos 3 períodos de regulação verificou-se uma forte aderência entre o comportamento dos custos reais da empresa e os custos aceites pela ERSE. Nesta situação, não se verifica a necessidade de proceder a uma aproximação entre os custos da empresa e os custos aceites.

Deste modo, a ERSE optou, na definição da base de custos para 2026, por **considerar 50% dos custos reais da empresa em 2023 e 2024 e 50% da base de custo em vigor nesses dois anos**.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

A Figura 2-35 apresenta os montantes apurados para a base de custos de 2026, com base nos procedimentos mencionados anteriormente.

Figura 2-35 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de AGS da EEM

Unidade: 10 ³ euros	2023	2024
	atualizado	para 2024
Custos reais (sem custos de manutenção)	13 577	13 977
Correção custos relacionados com auditorias aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência	0	0
Outros custos a excluir	0	0
Média dos custos reais e aceites de 2023 e de 2024, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência e de outros custos a excluir	13 867	
Proveitos aceites pela ERSE (sem custos de manutenção)	14 056	13 860
Média dos custos aceites de 2023 e de 2024	13 958	
Base de custos 2026	14 618	
diferença base de custos 2026/média real (2023-2024)	6%	
diferença base de custos 2026/média aceite (2023-2024)	5%	

Fonte: ERSE

Base de custos - média dos custos reais e aceites de 2023, atualizados para 2024 com o IPIB de 2024, e os custos reais e aceites de 2024, deduzidos dos custos e proveitos não aceites, atualizados para 2026 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB-X do período regulação 2022-2025)

2.3.4.1.2.2 METAS DE EFICIÊNCIA

Conforme já referido anteriormente, a definição de fatores de eficiência para a atividade de AGS das Regiões Autónomas, face à inexistência de um *benchmarking* comparável, atende genericamente às análises de desempenho efetuadas, bem como às especificidades geográficas e técnicas em que as empresas insulares, EDA e EEM, desenvolvem a sua atividade.

Neste sentido, foi efetuada uma comparação entre as atividades reguladas nas duas Regiões Autónomas, constante do ponto 2.3.2.

As análises efetuadas, individualmente ao desempenho da EEM e comparativamente à EDA (*benchmarking* Regiões Autónomas) revelam, para a atividade de AGS da empresa, que:

- Nos dois primeiros anos do período de regulação 2022-2025 verificou-se um aumento significativo da emissão própria da EEM, com a inversão dessa tendência em 2024. Tais factos, influenciaram a evolução dos custos unitários reais e aceites, nesse período, apresentando um crescimento inverso à variação da energia.

- Entre 2018 e 2024, a taxa média anual de crescimento dos custos unitários por energia emitida, da EEM, foi de -2,7%, resultando do efeito conjugado de diminuição de 3,2% nos custos reais de OPEX e de crescimento de 0,4% da energia emitida, nesse período (ver Figura 2-34).
- Verifica-se, também, a evolução próxima entre custos reais e aceites o que poder-se-á dever aos aspetos já referidos no ponto 2.3.2.4.
- 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.

Neste contexto, considera-se **adequado manter a meta de eficiência atual para a atividade de AGS (1,5%)**. Esta meta inclui 0,25% de eficiência decorrente do progresso tecnológico²³.

2.3.4.1.2.3 RESUMO DE PARÂMETROS

O Quadro 2-7 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029, a base de custos em 2026 e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2027, 2028 e de 2029.

Quadro 2-7 - Parâmetros da AGS

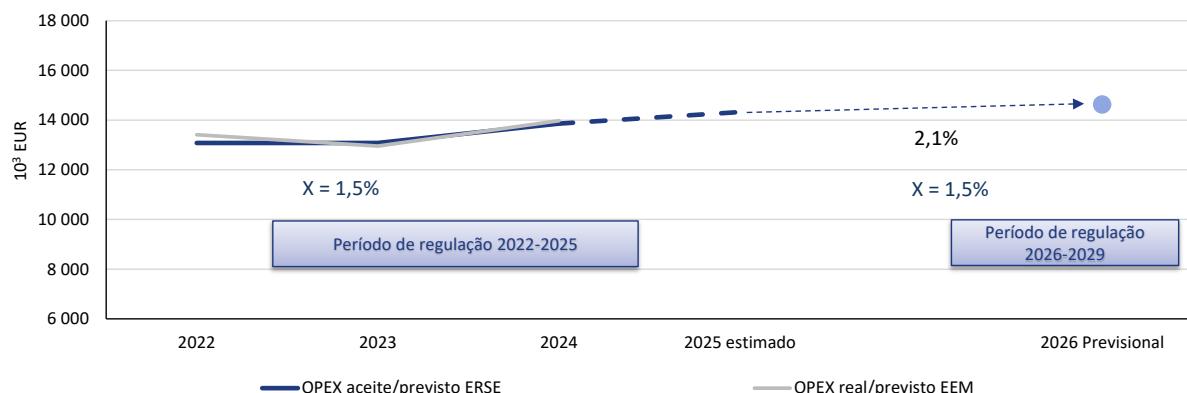
AGS	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (milhares de EUR)	14 618	
Fator de eficiência		1,50%

Fonte: ERSE

Os resultados previstos com a aplicação desta metodologia apresentam-se na Figura 2-36.

²³ Tendo em conta os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição», que integra os documentos da proposta tarifária para 2026.

Figura 2-36 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EEM

2.3.4.2 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação 2026-2029 mantém-se a metodologia de regulação do OPEX dos quatro períodos de regulação anteriores, assente num *price cap*, com uma componente de custos fixos e duas parcelas variáveis. No presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha da base de custos do OPEX para 2026, bem como as metas de eficiência a aplicar para 2027, 2028 e 2029.

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. A aplicação dessa metodologia foi abandonada no período de regulação seguinte, compreendido entre 2012 e 2014, e foi implementada uma regulação por *price cap* apenas ao nível do OPEX, e definida uma componente de custos fixos e duas componentes variáveis.

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.

2.3.4.2.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DEE

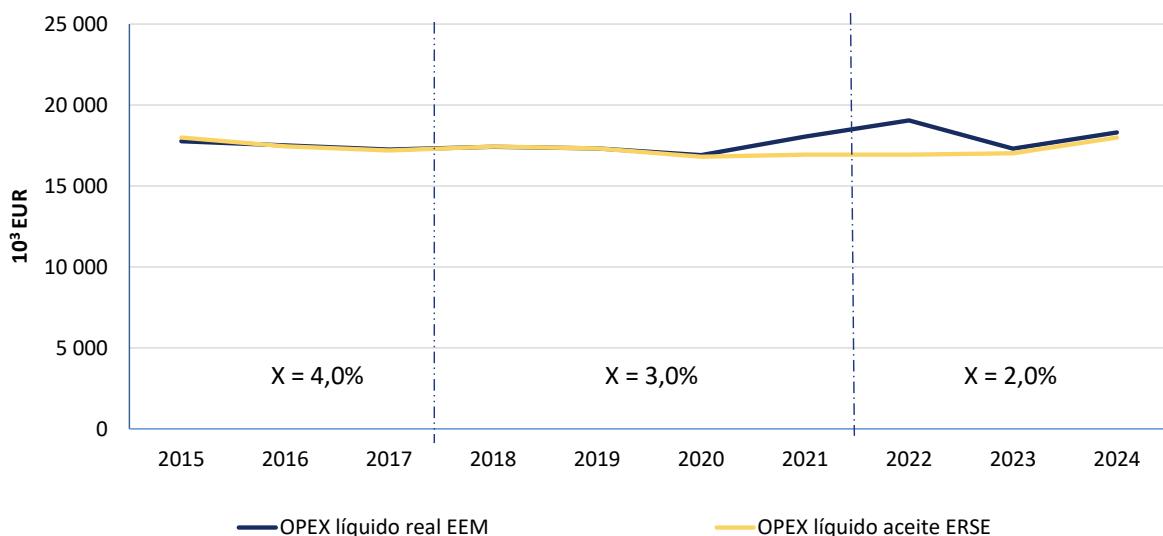
À semelhança das restantes atividades da EEM, a atividade de DEE tem algumas particularidades a ter em conta na definição dos parâmetros regulatórios. O facto da empresa desenvolver a sua atividade em duas ilhas pode condicionar e dificultar o acesso a serviços e bens para o desempenho da atividade, onerando o seu custo.

Neste capítulo faz-se um breve resumo, do desempenho da EEM no exercício da atividade de DEE. Contudo, a leitura da presente secção deverá ser complementada com o documento «Análise de desempenho das empresas reguladas do setor elétrico», que integra o conjunto de documentos subjacentes ao processo de Tarifas 2026. Paralelamente, foi efetuada uma análise comparativa do desempenho da EDA e da EEM no ponto 2.3.2.

A Figura 2-37 apresenta, para o total da atividade de DEE, a evolução do OPEX líquido real da EEM, desde 2015, bem como os valores da base de custos aceites pela ERSE.

Para efeito de comparabilidade das séries, nesta análise os OPEX apenas consideram os custos entendidos como controláveis, e incluídos na base de custos²⁴. Os valores encontram-se a preços correntes.

Figura 2-37 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de DEE da EEM



Fonte: ERSE, EEM

A Figura 2-37 permite observar que em ambos os referenciais de custos (aceites e reais) se observa uma grande estabilidade do OPEX, com exceção dos anos de 2021 e 2022, em que o OPEX real foi mais elevado do que o aceite. Verifica-se, também, uma proximidade entre os custos aceites pela ERSE e os custos reais

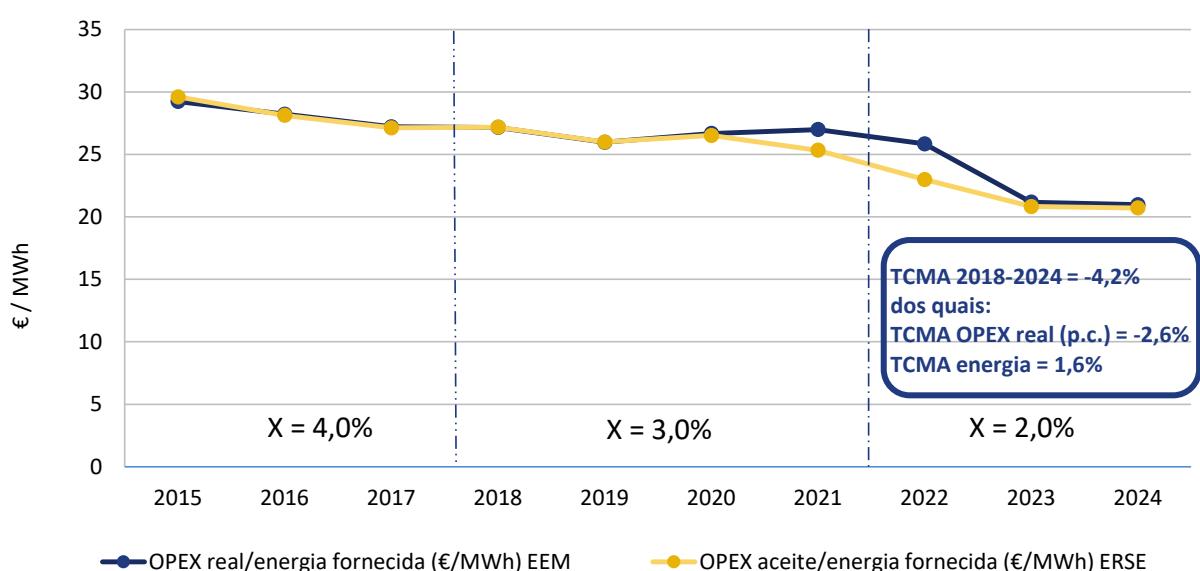
²⁴ Desta forma, os valores apresentados a partir de 2016 não incluem as rendas dos municípios, as quais passaram a fazer parte integrante dos proveitos permitidos da EEM desde esse ano, por imposição legal, mas fora da base de custos sujeita a metas de eficiência.

da empresa. As metas de eficiências aplicadas nesses três períodos de regulação têm vindo a diminuir (4% para 2015 a 2017, 3 % para 2018 a 2021 e 2% para 2022 a 2025).

Procedeu-se também à análise da evolução dos custos unitários da EEM, a preços constantes de 2024, tendo em conta os indutores de custo utilizados na fixação dos proveitos permitidos: a energia fornecida e o número de clientes.

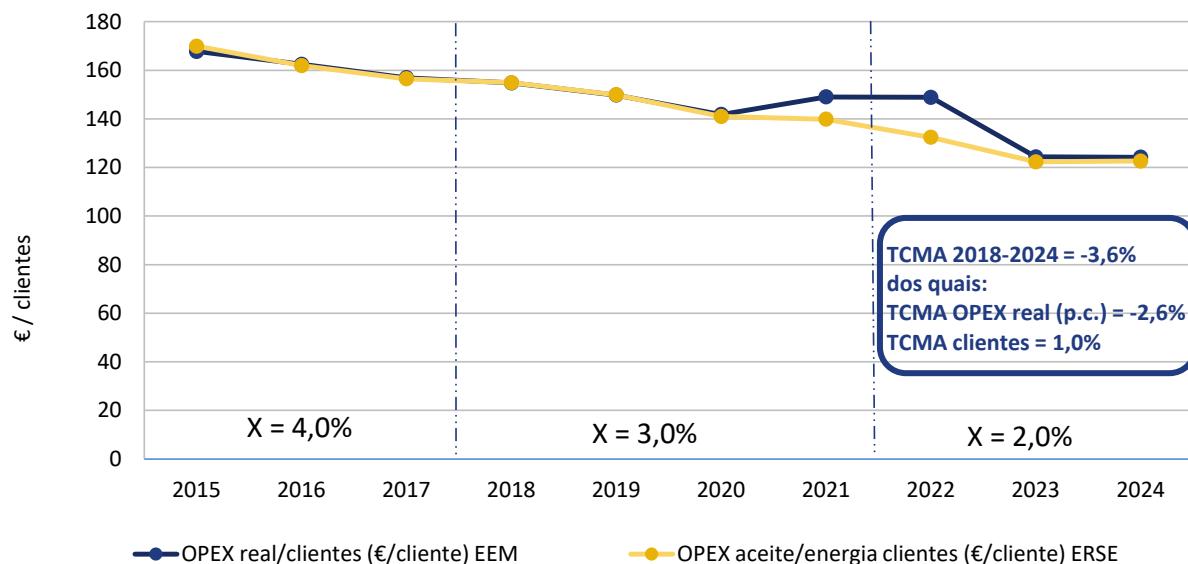
Figura 2-38 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE

(Por energia distribuída, preços constantes de 2024)



Fonte: ERSE e EEM

Figura 2-39 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de DEE
 (Por número de clientes, preços constantes de 2024)



Fonte: ERSE e EEM

É possível observar que, desde 2015, 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, com exceção dos anos de 2021 e de 2022, em que os custos unitários reais da EEM foram superiores aos custos aceites. Em simultâneo, os custos reduziram-se em termos médios anuais em -2,6% nos custos reais de OPEX e em -4,2% e -3,6% ao nível dos custos unitários, por energia fornecida e por cliente, respetivamente. Esta tendência poderá sugerir o esforço desenvolvido pela empresa em cumprir a eficiência exigida pelo regulador, mas também poderá dever-se às políticas de alocação dos TPE aos investimentos, matéria desenvolvida no ponto 2.3.2.4.

2.3.4.2.2 PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE DEE

2.3.4.2.2.1 BASE DE CUSTOS

Tal como referido anteriormente, a base de custos corresponde ao montante de custos a recuperar por aplicação das tarifas, que são sujeitos a metas de eficiência. A base de custos é definida no início do período de regulação. O seu cálculo passa pela definição dos custos elegíveis e dos indutores de custo (no caso do

price cap). De seguida são explicitados os principais parâmetros que permitem calcular a base de custos da atividade de DEE da EEM.

AJUSTAMENTOS ESPECÍFICOS

Para determinar a base de custos foram considerados os acertos decorrentes:

- i) da análise do Dossier de Preços de Transferência, que no caso da EEM não apresenta valores a ajustar.
- ii) das rubricas de gastos e rendimentos que não são consideradas elegíveis para aceitação. Neste caso, excluem-se da base de custos real e aceite, os valores reais de 2023 e 2024 associados a: i) multas e penalidades, ii) 50% das indemnizações de exploração, iii) insuficiência/excesso da estimativa de imposto, iii) mais valias relativas à venda de imóveis, e iv) compensações por incumprimento da continuidade de serviço e do relacionamento comercial.

FATOR DE PARTILHA

Atendendo à elevada aderência entre a evolução do OPEX da EEM na atividade de DEE e os custos aceites para essa atividade, à semelhança da atividade de AGS, optou-se por considerar **50% dos custos reais** da empresa em 2023 e 2024 e **50% da base de custo em vigor** nesses dois anos no cálculo da base de custos dessa atividade para 2026.

INDUTORES DE CUSTO E REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

Na definição dos indutores, para o período de regulação 2026-2029 serão mantidos os indutores do período de regulação: i) **energia elétrica fornecida** por ano; ii) o **número médio anual de clientes**. É igualmente mantido o peso **desses indutores nos proveitos, 50%**, representando **cada indutor 25% dos proveitos**.

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, mas enfatizando ambas as variáveis selecionadas como sendo importantes indutores de custos.

- 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.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

A Figura 2-40 desagrega a base de custos de 2026 da atividade de DEE da EEM pelos diferentes montantes que a compõe.

Figura 2-40 - Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de DEE da EEM

	2023	2024
	atualizado	para 2024
Custos reais	18 180	18 338
Correção custos relacionados com auditorias aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência	0	0
Outros custos a excluir	49	30
Média dos custos reais de 2023 e de 2024, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência e de outros custos a excluir	17 882	
Proveitos aceites pela ERSE	17 013	18 075
Média dos custos aceites de 2023 e de 2024	17 544	
Base de custos 2026	18 943	
diferença base de custos 2026/média real (2023-2024)	4%	
diferença base de custos 2026/média aceite (2023-2024)	8%	

Base de custos - média entre os custos reais e aceites de 2023, atualizados para 2024 c/ o IPIB de 2024, e os custos reais e aceites de 2024, deduzidos dos custos e proveitos não aceites, atualizados para 2026 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB-X do período de regulação 2022-2025)

Fonte: ERSE

2.3.4.2.2.2 METAS DE EFICIÊNCIA

Neste ponto descreve-se o processo de definição do fator de eficiência para o próximo período de regulação da atividade de distribuição da EEM. Para este efeito, seguiu-se os procedimentos descritos no ponto 2.3.3.2.2.2 para o caso da EDA, nomeadamente, considerou-se os elementos decorrentes das análises de desempenho e os resultados do estudo de *benchmarking*. No ponto supramencionado apresentam-se igualmente as razões da realização do estudo de *benchmarking* com a inclusão das duas empresas insulares das Regiões Autónomas e os critérios adotados para a avaliação dos resultados decorrentes das especificidades da EEM e da EDA.

Tal como efetuado para a EDA, no caso da EEM teve-se em conta apenas os resultados dos vários modelos estimados (secção 4 do documento «Estudo de Benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição») para analisar a eficiência que incluam o OPEX como *input*. Recorda-se que esta opção decorre de nesta atividade das metas de eficiência serem unicamente aplicadas ao OPEX. Nesses modelos, observa-se que a EEM se posiciona entre o 3.º quartil nos modelos com metodologia DEA e no 4.º quartil nos modelos com metodologia SFA. Salvaguardando um grau de incomparabilidade dos resultados do presente estudo com os resultados do “Estudo de Benchmarking - Operadores de Redes de Distribuição – dezembro de 2021” em resultado das metodologias e amostra utilizadas, estes resultados parecem evidenciar uma estabilização dos resultados da EEM. Salienta-se que, tal como anteriormente referido, estes resultados são condicionados pela insularidade e escala que caracterizam a atividade da EEM. Refira-se, contudo, que estes resultados podem igualmente ser influenciados pela política de alocação dos TPE aos custos de investimento²⁵.

Tendo em conta os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição», considera-se como referência um valor de progresso tecnológico na ordem dos 0,25%.

No mesmo estudo, definiu-se o referencial mínimo de eficiência a aplicar às entidades reguladas para o período de 2026 a 2029, tendo em conta o progresso tecnológico (mínimo de eficiência) e o posicionamento das empresas por quartil (incremento de 0,5% por quartil). Como a EEM se posiciona entre o 3º e 4º quartil nos modelos em análise, o referencial mínimo de eficiência é de 1,5%.

²⁵ Refira-se, contudo, que a análise de *benchmarking* com o TOTEX como *input* (que inclui os custos de investimento) não resultou num pior posicionamento relativo da EEM, comparativamente aos resultados obtidos na análise de *benchmarking* considerando o OPEX como *input*.

Assim, além dos resultados do estudo do benchmarking supramencionado, 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)) ao referencial mínimo de eficiência estabelecido no estudo 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 1,5% para o OPEX**, o que se traduz em menos 0,50 p.p. face ao aplicado no período de regulação precedente.

2.3.4.2.2.3 RESUMO DE PARÂMETROS

O Quadro 2-8 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029, a base de custos em 2026, repartida por nível de tensão²⁶, e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2027, 2028 e de 2029.

Quadro 2-8 - Parâmetros da DEE

DEE - AT/MT	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (milhares de EUR)	2 932	
Fator de eficiência custos fixos		1,50%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)	0,00606	
Fator de eficiência energia fornecida		1,50%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)	4,33262	
Fator de eficiência nº médio de clientes		1,50%

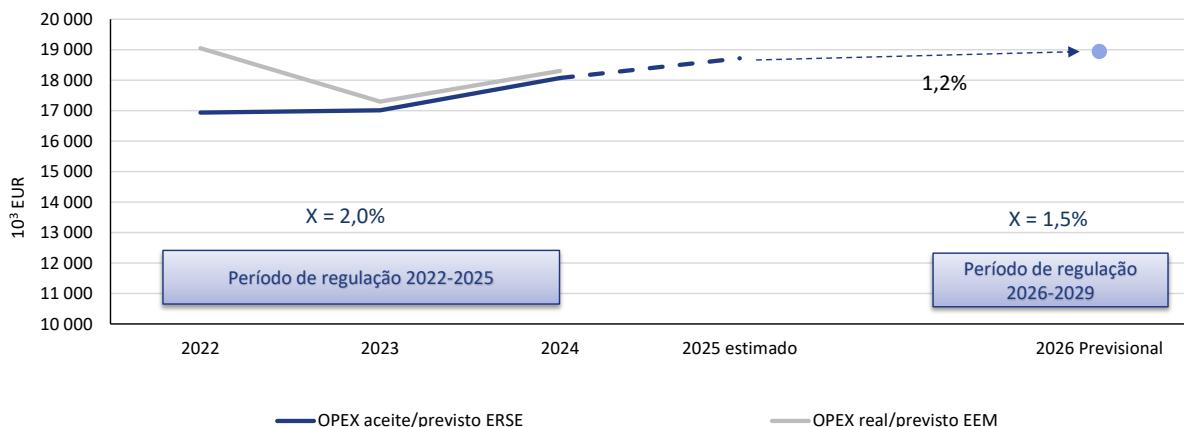
DEE - BT	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (milhares de EUR)	6 539	
Fator de eficiência custos fixos		1,50%
Custo por energia fornecida (milhares de EUR/MWh)	0,00488	
Fator de eficiência energia fornecida		1,50%
Custo por nº médio de clientes (milhares de EUR/cliente)	0,02184	
Fator de eficiência nº médio de clientes		1,50%

Fonte: ERSE, EEM

Os resultados com a aplicação desta metodologia apresentam-se na Figura 2-41 em 2026.

²⁶ 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 2024, último ano real.

Figura 2-41 - Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EEM

2.3.4.3 PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No caso das Regiões Autónomas, é importante ter em conta o facto dos comercializadores desenvolverem a sua atividade em ilhas e, consequentemente, a necessidade de adequar as respetivas condições técnicas de funcionamento ao contexto de insularidade e ao seu perfil geográfico.

2.3.4.3.1 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE CEE

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.

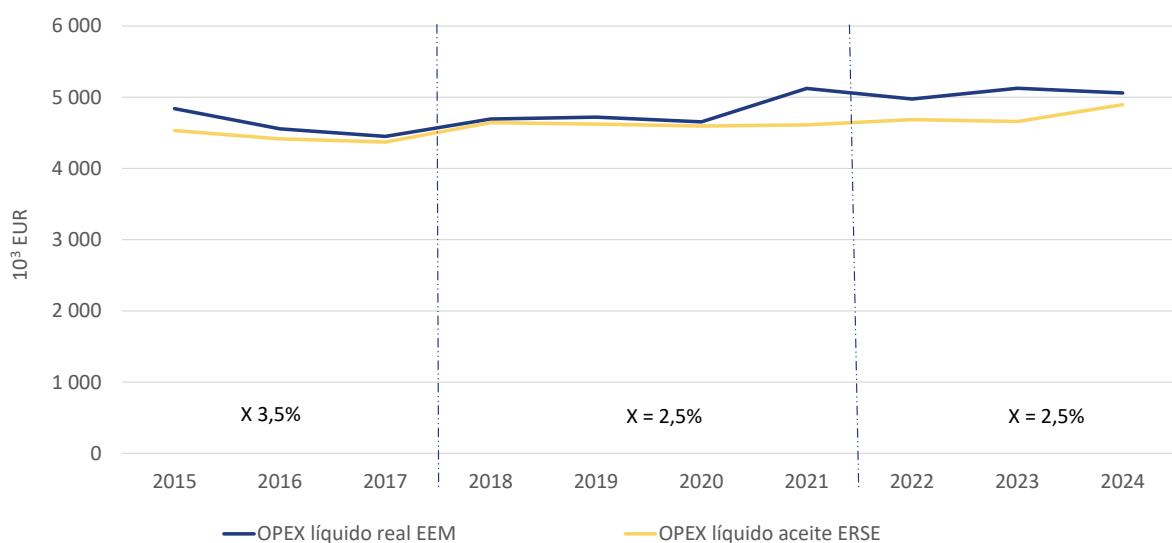
À semelhança do ocorrido com a EDA, até 2008 foi aplicada uma metodologia de custos aceites no OPEX e no CAPEX da EEM, sendo que a partir de 2009 se passou a aplicar um mecanismo do tipo *price cap* a estas duas componentes, variando integralmente com o número médio de clientes.

No período de regulação 2012-2014 manteve-se uma regulação por incentivos, do tipo *price cap*, mas esta passou a incidir apenas ao nível do OPEX, com uma componente de custos fixos, para além da componente variável de custos, em função do número médio de clientes. O CAPEX, que na atividade de CEE é bastante

reduzido, passou a ser regulado através da aplicação de uma taxa de remuneração à base de ativo regulada (RAB²⁷), acrescido das respetivas amortizações anuais. Esta metodologia permanece ainda em vigor.

Na Figura 2-42 apresenta-se a evolução dos custos aceites e reais da atividade de CEE da EEM. Observa alguma estabilidade na sua evolução, com exceção do ano de 2021 em que o OPEX real distanciou-se do OPEX aceite. As metas de eficiências aplicadas reduziram-se entre o período de regulação 2015-2017 e o período de regulação 2018-2021, mantendo-se constante no período de regulação 2022-2025 (3,5% para 2015 a 2017, 2,5 % para 2018 a 2021 e 2,5% para 2022 a 2025).

Figura 2-42 - Evolução dos custos de OPEX da atividade de CEE da EEM

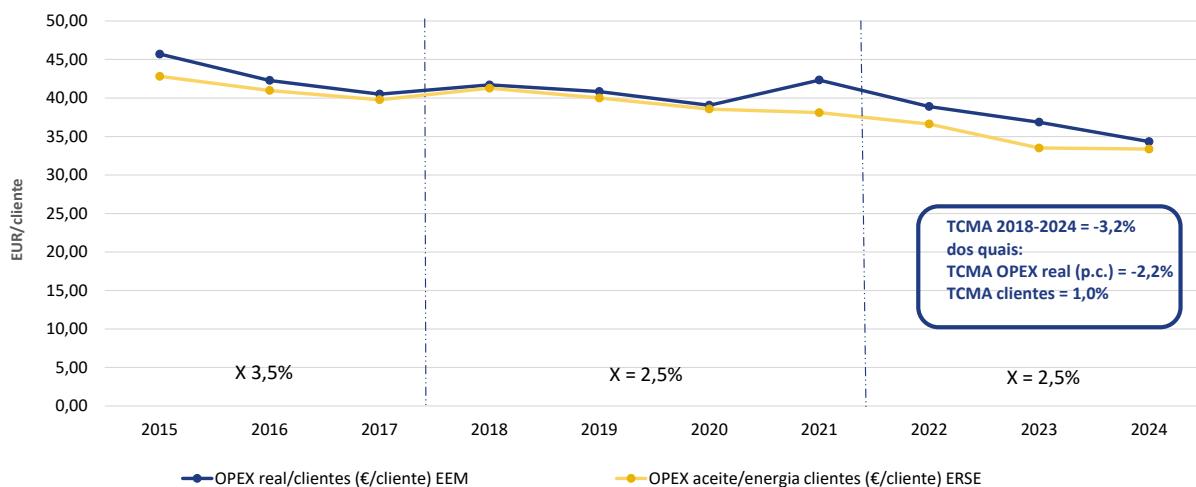


Procedeu-se também à análise da evolução dos custos unitários da EEM, tendo em conta o indutor de custo utilizado na fixação dos proveitos permitidos, o número de clientes.

A Figura 2-43 apresenta o desempenho da EEM ao longo dos últimos 3 períodos de regulação, no que respeita ao OPEX controlável unitário, a preços constantes de 2024, por número de clientes (valores ocorridos *versus* valores aceites para efeitos de ajustamentos tarifários).

²⁷ Regulatory Asset Base.

Figura 2-43 - Evolução dos custos de exploração unitários da atividade de CEE
(Por cliente, preços constantes de 2024)



Fonte: ERSE e EEM

Entre 2021 e 2023 verificou-se um afastamento entre os custos unitários aceites pela ERSE e os custos unitários incorridos pela empresa, sendo os primeiros inferiores ao longo de todo o período em análise. Apesar desse afastamento, ambas as séries mantêm trajetórias de evolução decrescentes.

2.3.4.3.2 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE CEE

2.3.4.3.2.1 BASE DE CUSTOS

A definição da base de custos subentende o cálculo dos custos elegíveis e a definição dos indutores de custo (no caso do *price cap*). De seguida são explicitados os principais parâmetros que permitem calcular a base de custo para 2026 da atividade de CEE da EEM.

AJUSTAMENTOS ESPECÍFICOS

Para a definição da base de custos foram considerados os acertos decorrentes:

- i) da análise do Dossier de Preços de Transferência, que no caso da EEM não apresenta valores a ajustar.
- ii) das rubricas de gastos e rendimentos que não são consideradas elegíveis para aceitação. Neste caso, excluem-se da base de custos real e aceite, os valores reais de 2023 e 2024 associados a: i)

multas, ii) compensações pagas por incumprimento do relacionamento comercial, iii) insuficiência/excesso da estimativa de imposto, e iv) mais valias relativas à venda de imóveis.

FATOR DE PARTILHA

No cálculo da base de custos para 2026 da atividade de CEE considera-se a média simples dos custos reais e aceites verificados em 2023 e 2024, pelo que o **fator de partilha implícito entre custos reais e aceites é de 50%**. Esta opção atendeu ao desempenho da EEM no exercício desta atividade e, em particular, à proximidade entre os seus custos e os respetivos proveitos permitidos.

INDUTORES DE CUSTO E REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

Por não haver alterações de circunstância que justificam uma revisão desses parâmetros, mantém-se o indutor **número médio de clientes anuais** para o período de regulação 2026-2029. É igualmente mantido o peso **desse indutor nos proveitos, 50%**.

Na repartição entre componente fixa e variável, manteve-se os pesos das componentes de custos, bem como os indutores do período de regulação anterior, com uma componente de custos fixos (50%) e uma componente variável (50%) tendo como driver o número médio de clientes.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

A Figura 2-44 apresenta os montantes apurados para a base de custos de 2026.

Figura 2-44 - Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de CEE da EEM

Unidade: 10 ³ euros	2023 atualizado para 2024	2024
Custos reais/estimados	5 374	5 063
Correção custos relacionados com auditorias aos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência	0	0
Outros custos a excluir	3	3
Média dos custos reais de 2023 e de 2024, deduzidos dos ajustamentos de preços de transferência	5 002	
Proveitos aceites/previstos pela ERSE (10 ³ euros)	4 660	4 918
Média dos custos aceites de 2023 e de 2024	4 789	
Base de custos 2026	5 215	
diferença base de custos 2026/média real (2023-2024)	0%	
diferença base de custos 2026/média aceite (2023-2024)	9%	

Fonte: ERSE

Base de custos - média entre os custos reais e aceites de 2023, atualizados para 2024 c/ o IPIB de 2024, e os custos reais e aceites de 2024, deduzidos dos custos e proveitos não aceites, atualizados para 2026 com a aplicação de 2 anos de atualização (IPIB-X do período de regulação 2022-2025)

2.3.4.3.2.2 METAS DE EFICIÊNCIA

Na EEM o nível de custos reais manteve-se até 2020 ao nível dos custos aceite. Em 2021 ocorreu um crescimento dos custos reais mantendo-se nos anos seguintes um desvio entre os custos reais e os custos aceites, mas ambos com trajetórias de evolução decrescentes.

Perante o desempenho da empresa, fixa-se a **meta de eficiência anual em 1,5%**, valor em linha com a EDA e com as restantes atividades reguladas da empresa. Esta meta integra 0,25% de eficiência decorrente do progresso tecnológico²⁸.

²⁸ Tendo em conta os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição», que integra os documentos da proposta tarifária para 2026.

2.3.4.3.2.3 RESUMO DE PARÂMETROS

Seguidamente apresentam-se os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029, a base de custos em 2026, repartida por nível de tensão²⁹, e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2027, 2028 e de 2029.

Quadro 2-9 - Parâmetros a aplicar à atividade de CEE da EEM para 2026-2029

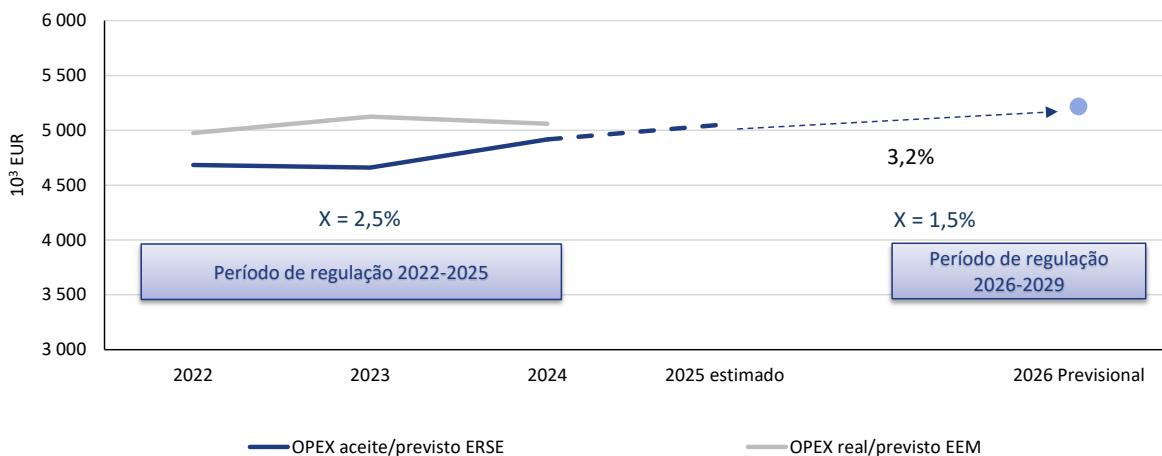
CEE - AT/MT	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (milhares de EUR)	260	
Fator de eficiência custos fixos		1,50%
Custo por nº médio de clientes (EUR/cliente)	767,9281	
Fator de eficiência nº médio de clientes		1,50%
CEE - BT	2026	Período de regulação 2026-2029
Componente fixa (milhares de EUR)	2 348	
Fator de eficiência custos fixos		1,50%
Custo por nº médio de clientes (EUR/cliente)	15,68170	
Fator de eficiência nº médio de clientes		1,50%

Fonte: ERSE

Os resultados em 2026 com a aplicação desta metodologia apresentam-se na seguinte figura.

²⁹ 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 2024, último ano real.

Figura 2-45 – Resultado previsto com aplicação da metodologia



Fonte: ERSE, EEM

2.4 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DA SU ELETRICIDADE

2.4.1 ENQUADRAMENTO

Em Portugal continental, a atividade do CUR resultou do destaqueamento 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 maneio³⁰. A partir dessa data e até ao atual período de regulação, a metodologia de regulação da atividade de comercialização tem-se mantido. No entanto, no período de regulação 2015-2017 os indutores de custos foram alterados, mantendo-se apenas o indutor de custos “número médio de clientes”. Outra alteração ocorrida nesse período de regulação foi a introdução de uma rubrica de custos não controláveis, fora da base de custos sujeita às metas de eficiência, cuja consideração para efeitos tarifários está condicionada a uma avaliação casuística.

³⁰ Em vigor até 2015. Para o período de regulação 2026-2029 voltará a ser aplicado um mecanismo semelhante, de acordo com a alteração ao RT, através da [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#), e também aludido no capítulo 7.2.

Mais recentemente, o comercializador de último recurso, a SU Eletricidade, registou mudanças 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 subcontratadas 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, em grande parte decorrentes da regulamentação do regulador, com vista à 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.

Outro 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 que se verificava em 2018, designadamente, pelo aumento dos gastos de investimento. Desta forma, a partir de 2022 os proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso passaram a incluir uma componente de remuneração do ativo.

Existem, igualmente, dúvidas quanto ao prazo limite de aplicação das tarifas de venda a clientes finais calculadas pela ERSE. De facto, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e pela Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, que consagrou (ao abrigo do regime jurídico existente à data) os prazos de extinção, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN até ao final de 2027, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT, MT e BTE. Estas incertezas representam um risco acrescido para a atividade de comercialização no curto e médio prazo, dificultando a previsão para os diferentes níveis de tensão.

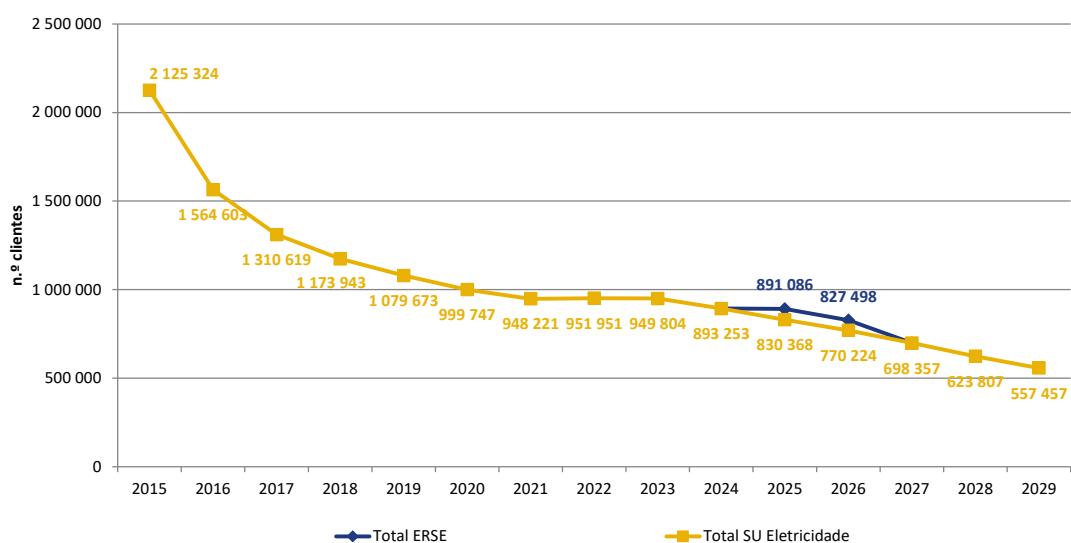
2.4.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DO CONTINENTE (SU ELETRICIDADE)

O trabalho desenvolvido para a definição dos parâmetros da atividade de comercialização do continente foi sustentado:

- Na análise ao desempenho da atividade de comercialização, com destaque para a evolução dos custos reais e aceites, que se encontra detalhada no documento «Análise de desempenho económico das empresas reguladas do setor elétrico»;
- Nos custos de referência previamente definidos para a atividade de comercialização, cuja análise é efetuada no capítulo 5;
- Nas especificidades da SU Eletricidade, no que concerne ao fim da sua atividade relacionada com o fornecimento de clientes do mercado regulado.

Resumidamente, apresentam-se de seguida as principais conclusões da avaliação do desempenho da atividade de comercialização. Em primeiro lugar, importa destacar as saídas de clientes para comercializadores em regime de mercado. Assim, como se observa na figura seguinte, o número de clientes da SU Eletricidade tem vindo a reduzir-se ao longo dos últimos anos. Refira-se que para 2025 e 2026, a ERSE prevê uma redução de clientes menos acentuada do que a empresa.

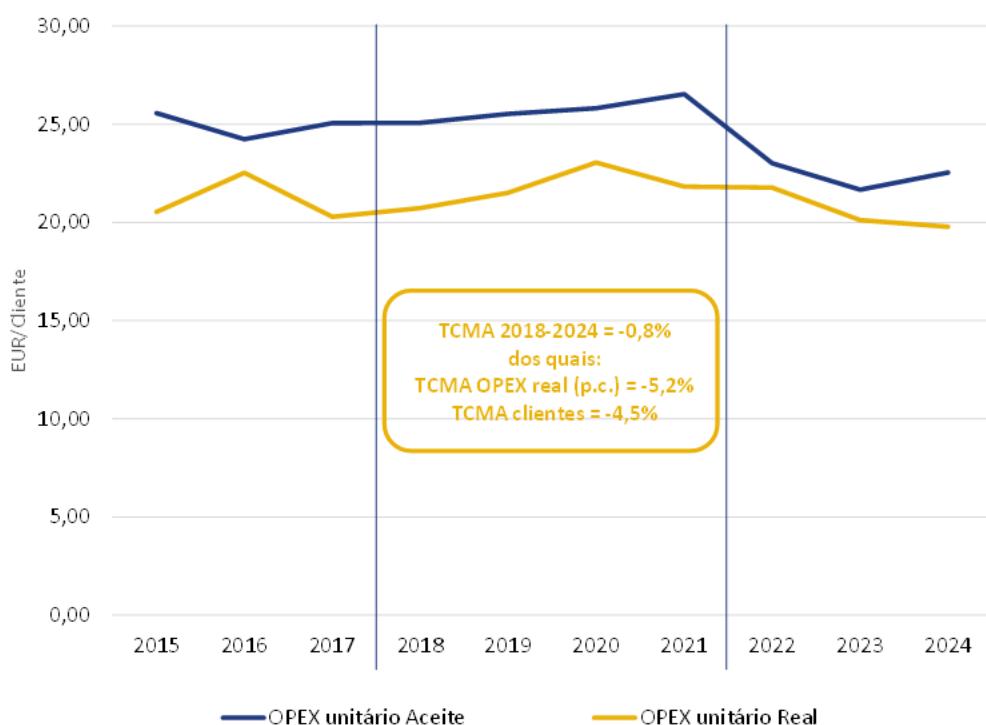
Figura 2-46 - Evolução do número médio de clientes da SU Eletricidade



Fonte: ERSE e SU Eletricidade

A figura seguinte apresenta o desempenho da SU Eletricidade ao longo dos últimos três períodos de regulação tendo por referência o OPEX³¹ unitário por número de cliente. Para esse efeito, compara os valores ocorridos (OPEX unitário real), com os valores aceites pela ERSE para efeitos tarifários (OPEX unitário aceite). Este exercício é realizado a preços constantes de 2024.

**Figura 2-47 - Custos unitários por cliente da SU Eletricidade
(preços constantes 2024)**



Fonte: ERSE e SU Eletricidade

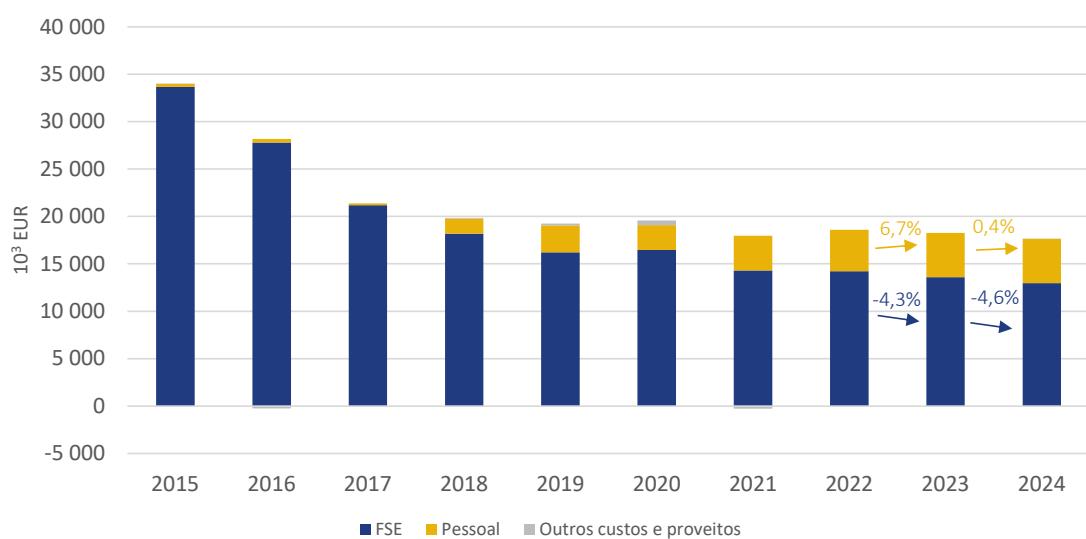
Conforme se pode observar, o OPEX unitário por cliente real tem sido, genericamente, estável. Conclui-se assim que a estrutura de custos da empresa tem acompanhado a diminuição da atividade da empresa, medida pelo número de clientes.

Observa-se, igualmente, que a partir de 2022 os custos reais aproximaram-se dos custos aceites pela ERSE, continuando, contudo, inferiores. Tal demonstra que a SU Eletricidade tem conseguido ultrapassar as metas de eficiência exigidas pelo regulador.

³¹ OPEX, do inglês *Operational Expenditure*, corresponde aos gastos de exploração. Considera-se o OPEX controlável, isto é, o montante de gastos de exploração, cuja evolução pode ser controlada pela ação da empresa, e que, por este motivo, está sujeito à aplicação de metas de eficiência.

De forma a melhor compreender a capacidade da SU Eletricidade de se adaptar à previsível queda da atividade comercialização do CUR durante o próximo período regulatório, importa, também, analisar a evolução da sua estrutura de custos. Na figura seguinte apresenta-se, desde 2015, a decomposição dos gastos de exploração da SU Eletricidade pelas principais rubricas de custos do OPEX.

**Figura 2-48 – Gastos de exploração por natureza da SU Eletricidade
(preços correntes)**



Fonte: ERSE e SU Eletricidade

Os FSE (fornecimentos e serviços externos) são a componente com maior peso na estrutura dos gastos de exploração da atividade de comercialização. No entanto, nos últimos anos o peso dos FSE diminuiu em detrimento da rubrica de gastos com pessoal, alteração que deriva da transferência dos recursos humanos alocados às operações comerciais para a esfera da SU Eletricidade. Os gastos com o pessoal terão, à partida, natureza mais fixa comparativamente à natureza mais variável dos gastos com FSE. Em 2024, os FSE representaram 73% dos gastos de exploração, enquanto os gastos com o pessoal 26%.

2.4.3 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS DE EXPLORAÇÃO DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

2.4.3.1 BASE DE CUSTOS DE EXPLORAÇÃO SUJEITA A METAS DE EFICIÊNCIA

A base de custos para a atividade de comercialização do continente definida para o período de regulação 2026-2029 foi calculada de acordo com a metodologia base apresentada no ponto 2.1.

AJUSTAMENTOS ESPECÍFICOS

Nesta atividade não se aplicaram quaisquer ajustamentos específicos à base de custos para o novo período de regulação, para além dos explicitados no capítulo 2.1.

FATOR DE PARTILHA

No cálculo da base de custos para 2026 da atividade de comercialização considera-se a média simples dos custos reais e aceites verificados em 2023 e 2024. Deste modo, **o fator de partilha implícito entre custos reais e aceites é de 50%**. Tendo em conta que os custos reais são inferiores aos custos aceites, esta abordagem visou atenuar o risco de uma possível diminuição abrupta da atividade de comercialização do continente durante o próximo período regulatório.

Adicionalmente, a definição da base de custos por nível de tensão seguiu o mesmo fator de partilha de 50% entre os custos reais e aceite.

INDUTORES DE CUSTOS E REPARTIÇÃO ENTRE COMPONENTE FIXA E COMPONENTE VARIÁVEL

A ERSE manterá para o período de regulação 2026-2029 **o número médio de clientes**, como indutor de custos. Por outro lado, a repartição do peso entre componente fixa e componente variável do OPEX sujeito a metas de eficiência altera-se em relação ao período regulatório anterior, **aumentando a componente fixa, de 40% para 45%, e diminuindo a componente variável em função do número médio de clientes, de 60% para 55%**.

De facto, num futuro cenário de fornecimento supletivo, em que o número de clientes baixe para o atual nível de clientes vulneráveis abastecidos pela SU Eletricidade (cerca de 50 mil clientes), o custo unitário seria cerca 87,1 euros por cliente³². Desta forma, o OPEX total da empresa seria cerca de 4,4 milhões de euros, ou 22% da base de custos definida para 2026. No entanto, se considerarmos os custos por clientes das empresas com pior desempenho desse cluster, que se situam no percentil 90, o custo unitário ultrapassa os 183 euros por cliente. Nesse caso, o OPEX total da empresa seria de cerca de 9,2 milhões de euros, ou 46% da base de custos definida para 2026.

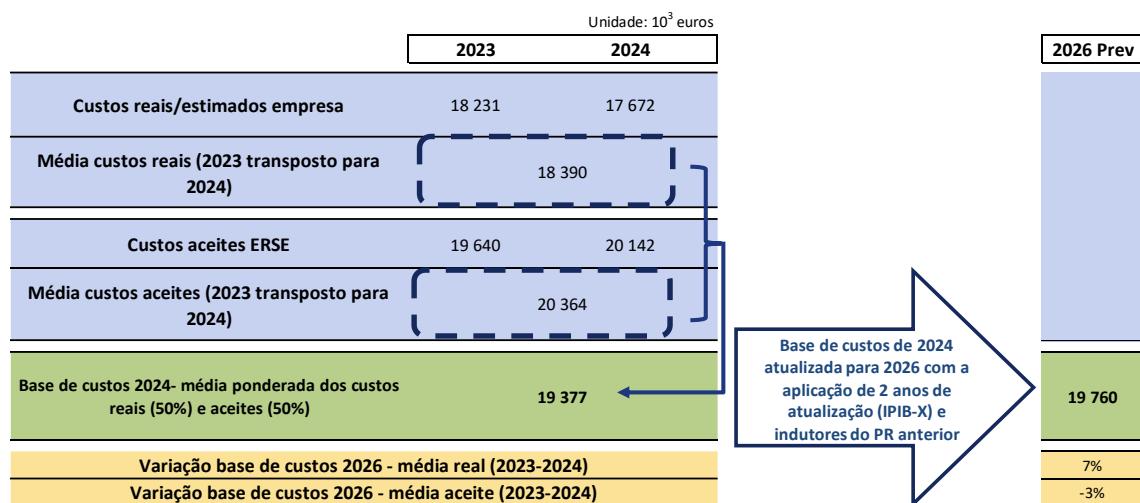
³² Se considerarmos o valor médio do Cluster 3 (comercializadores com menos de 90 mil clientes), baseado nos resultados da análise aos custos de referência da comercialização, apresentados no capítulo 5.1.4

Assim, a opção de aumentar a componente fixa em relação ao período regulatório anterior visa assegurar o equilíbrio económico-financeiro da atividade face à possível quebra abrupta da atividade durante o período de regulação devido à extinção das tarifas reguladas no final de 2027, sem deixar de incentivar a empresa a iniciar os procedimentos necessários para adaptar a sua estrutura de custos para uma situação em que a sua atividade poderá restringir-se ao fornecimento supletivo.

BASE DE CUSTOS PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

Portanto, a base de custos para 2026 para a atividade de Comercialização, calculada de acordo com a metodologia anterior e sobre a qual são aplicadas metas de eficiência ao longo do restante período de regulação, é a que se apresenta explanada na figura infra.

Figura 2-49 -Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de comercialização da SU Eletricidade



Fonte: ERSE

A base de custos para 2026 e a respetiva repartição por níveis de tensão é melhor detalhada no ponto 2.4.3.3.

2.4.3.2 METAS DE EFICIÊNCIA

Como já demonstrado, o desempenho da SU Eletricidade no que concerne ao cumprimento das exigências definidas pelo regulador tem, historicamente, evidenciado custos unitários inferiores aos aceites. A empresa tem conseguido sistematicamente ultrapassar as metas de eficiência definidas pela ERSE.

Também em termos de evolução dos custos unitários, mesmo considerando a quebra de atividade resultante da saída de clientes para o mercado, assiste-se a uma estabilização destes custos. Esta realidade pode ser constatada ao nível dos custos de referência da comercialização, cuja análise se apresenta no capítulo 5.1. Neste contexto, verifica-se que a empresa continua a apresentar um posicionamento relativo bastante competitivo comparativamente aos restantes comercializadores, evidenciado na Figura 5-2.

Tendo sido partilhado com os consumidores metade dos ganhos alcançados pela SU Eletricidade, e face ao elevado desempenho da empresa evidenciado no estudo acima referido, considera-se adequado reduzir a meta de eficiência atual para um nível que apenas reflete a evolução decorrente do progresso tecnológico³³. Assim, **a meta de eficiência para a atividade de comercialização do continente definida para o período de regulação 2026-2029 é de 0,25%.**

2.4.3.3 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Seguidamente são apresentados os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029 e os fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2027 a 2029 à atividade de Comercialização de Energia Elétrica da SU Eletricidade.

³³ Conforme os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição».

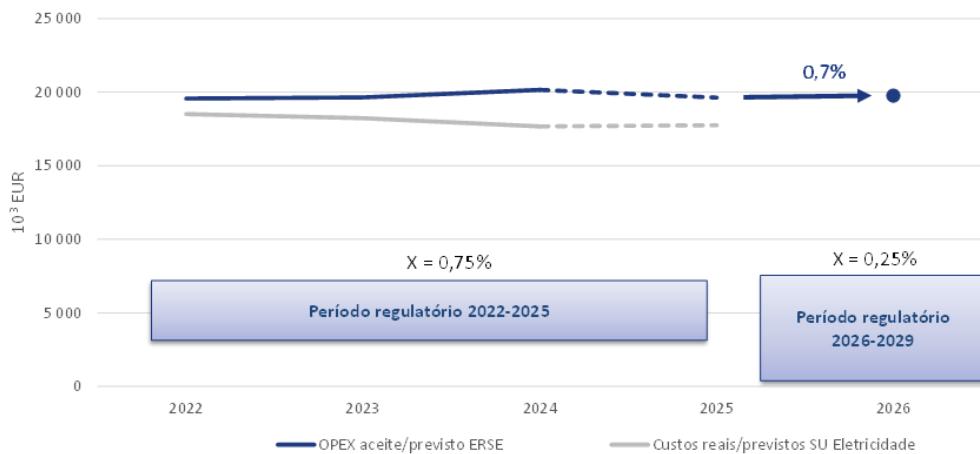
Quadro 2-10 - Parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização da SU Eletricidade para 2026-2029

	2026	2027-2029	Unid: 10 ³ euros
NT	449		
Componente fixa		202	
45%			
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		0,25%	
Componente variável		247	
55%			
<i>N. clientes (ERSE)</i>		475	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		520,24109	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		0,25%	
BTE	284		
Componente fixa		128	
45%			
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		0,25%	
Componente variável		156	
55%			
<i>N. clientes (ERSE)</i>		919	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		169,95776	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		0,25%	
BTN	19 027		
Componente fixa		8 562	
45%			
<i>Fator de eficiência custos fixos</i>		0,25%	
Componente variável		10 465	
55%			
<i>N. clientes (ERSE)</i>		826 103	
<i>Custo unitário (Eur/cliente)</i>		12,66753	
<i>Fator de eficiência nº médio de clientes</i>		0,25%	
Total	19 760		

Fonte: ERSE

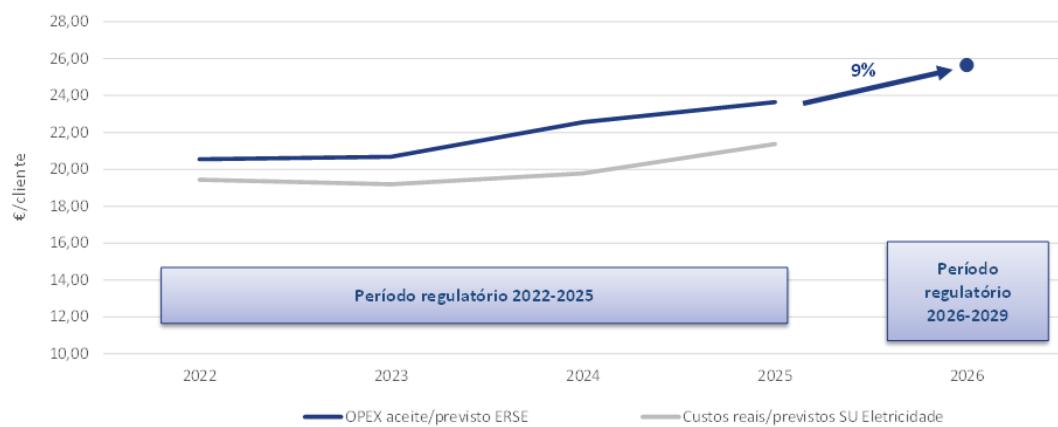
A Figura 2-50 e a Figura 2-51 apresentam a evolução até 2026 dos proveitos permitidos da atividade de comercialização da SU Eletricidade resultantes da aplicação desta metodologia.

Figura 2-50 – Resultado previsto para a base de custos com aplicação da metodologia – SU Eletricidade



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

Figura 2-51 – Resultado previsto para o custo unitário com aplicação da metodologia – SU Eletricidade



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

3 PARÂMETROS DAS ATIVIDADES REGULADAS POR INCENTIVOS APLICADOS AO TOTEX

3.1 REGRAS GERAIS DE DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA TOTEX APLICADA ÀS ATIVIDADES DE TEE E DE DEE

BREVE INTRODUÇÃO À METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS

No período de regulação 2022-2025, a metodologia de regulação aplicada às atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) em Alta e Média Tensão (AT/MT) e em Baixa Tensão (BT) alterou-se de forma substancial face às metodologias aplicadas nos períodos de regulação anteriores³⁴. Nesse período de regulação passou a ser aplicada uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* ao nível dos custos totais controláveis, ou TOTEX³⁵.

A adoção dessa nova metodologia correspondeu à aplicação, para o período de regulação, de metas de eficiência a um conjunto de custos previamente definidos, a base de custos TOTEX, que incorpora custos com capital (CAPEX³⁶) e custos de exploração (OPEX³⁷).

Nesse período, esta alteração da metodologia de regulação foi complementada, nas atividades de TEE e de DEE, com a introdução de um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores (ver capítulo 3.1.3).

Esse novo modelo regulatório resultou do processo da [Consulta Pública da ERSE n.º 101](#), de reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, no qual se justificaram e detalharam os seus principais elementos. Com essa alteração, pretendeu-se conduzir os operadores de redes a um melhor desempenho económico, dando-lhes mais liberdade e maior responsabilidade de atuação para este efeito.

Mais recentemente, no processo de reformulação do regulamento tarifário abrangido pela [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#), mantiveram-se as características principais desta metodologia, que se continua a aplicar no novo período de regulação 2026-2029 às atividades de TEE e de DEE em AT/MT e em BT.

³⁴ No período de regulação 2018-2021, na atividade de DEE em BT tinha-se já aplicado uma metodologia do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX, embora em moldes diferentes da atual.

³⁵ Do inglês “*Total Expenditure*”, que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*).

³⁶ Do inglês “*Capital Expenditure*”, inclui a remuneração do ativo bruto, líquido de amortizações e comparticipações, e as amortizações do exercício.

³⁷ Do inglês “*Operational Expenditure*”, ou gastos de exploração.

Alterou-se, contudo, a natureza dos investimentos abrangidos na componente CAPEX da base de custos TOTEX. Assim, ao nível da definição da base de custos TOTEX inicial, passam a excluir-se todos os investimentos que decorrem de processos de aprovação autónoma, fora do processo normal de aprovação dos planos de desenvolvimento e investimento das redes. A sua natureza, tipicamente mais urgente e menos flexível, com menor possibilidade de obtenção de eficiência ou de procura de soluções alternativas (suportadas em flexibilidade ou com maior peso de gastos de exploração), torna estes investimentos menos apropriados à aplicação da uma metodologia do tipo TOTEX.

Por estas razões, passa a reconhecer-se o CAPEX decorrente destes investimentos fora da metodologia TOTEX, através de uma metodologia do tipo *rate of return*, com uma componente de amortizações e outra de remuneração do ativo líquido (“RAB”³⁸). O reconhecimento do CAPEX relativo aos investimentos aprovados em sede de processos autónomos é efetuado ao longo do período de regulação, à medida que são transferidos para exploração e com uma abordagem *ex-post*. Todavia, importa assinalar que, no período de regulação seguinte, estes investimentos serão integrados na base de custos TOTEX.

Sublinhe-se que apenas o CAPEX decorrente das aprovações autónomas é excluído da metodologia TOTEX. O valor de OPEX incorporado na base de custos TOTEX já reflete todo o OPEX da atividade de TEE, independentemente de os investimentos estarem considerados dentro ou fora do TOTEX. Este foi sempre o pressuposto das metodologias de regulação aplicadas pela ERSE, mesmo quando as atividades de TEE e de DEE foram reguladas por uma metodologia combinada de *revenue cap* aplicada ao OPEX e de custos aceites ao CAPEX.

Refira-se que apenas integrarão esta parcela de CAPEX os investimentos já aprovados em processos autónomos no início de cada período de regulação ou investimentos aprovados autonomamente durante o período de regulação, que não tenham integrado as propostas de PDIRT-E e de PDIRD-E que suportaram a parametrização da base de custos totais inicial. Todos os restantes investimentos previstos, designadamente em sede de PDIRT-E ou PDIRD-E, continuam a integrar a base de custos TOTEX inicial, após uma análise criteriosa por parte da ERSE, e desde que estejam aprovados ou inseridos em planos de investimento e desenvolvimento das redes que tenham obtido parecer do regulador.

Neste contexto, nos capítulos 3.1.1, 3.1.2 e 3.1.3 descrevem-se os procedimentos gerais aplicados na definição dos parâmetros para a base de custos TOTEX, para os indutores de custo e para o mecanismo de partilha de ganhos e de perdas, respetivamente.

³⁸ Do inglês *Regulatory Asset Base*, inclui o ativo bruto líquido de amortizações e comparticipações.

3.1.1 BASES DE CUSTOS TOTAIS

No presente capítulo apresentam-se os procedimentos gerais de definição da base de custos TOTEX para 2026, aplicáveis às atividades de TEE e de DEE. Nos capítulos próprios de cada atividade (capítulo 3.2 para a atividade de TEE e capítulo 3.3 para a DEE) são detalhados os respetivos aspectos específicos, bem como os valores das respetivas bases de custos TOTEX.

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 com os indutores de custo³⁹ (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.

DEFINIÇÃO DA BASE DE CUSTOS TOTAIS ACEITE PELA ERSE

Como referido anteriormente, para se calcular a base de custos TOTEX é necessário definir as componentes de custos com natureza de OPEX e de CAPEX que lhe estão subjacentes.

No período de regulação 2026-2029 mantém-se a abordagem *building blocks* seguida no período de regulação anterior: definir separadamente a componente OPEX e a componente CAPEX, somando-as no final para se obter a base de custos TOTEX. Esta opção baseia-se na necessidade de garantir alguma estabilidade regulatória. Quaisquer alterações, já no período de regulação 2026-2029, poderiam ser prematuras, num contexto em que não terminou ainda o primeiro período de regulação em que se aplicou esta metodologia, que é complementada pelo mecanismo de partilha de ganhos e de perdas. Recorde-se que os efeitos da primeira aplicação deste mecanismo apenas poderão ser plenamente avaliados após o seu cálculo final, que será realizado no exercício tarifário de 2027.

Assim, de seguida detalham-se os procedimentos utilizados na determinação das componentes OPEX e CAPEX. Após a definição da base de custos TOTEX, importa alocar este valor às componentes fixa e variável, e esta aos respetivos indutores de custos, processo que consta do ponto 3.1.2 seguinte.

³⁹ Variáveis físicas ou de natureza económica financeira que refletem a evolução da atividade.

Definição da Componente OPEX

Na definição da componente OPEX das bases de custos TOTEX aplicaram-se os procedimentos detalhados no capítulo 2.1. Assim, ao nível desta componente procura-se refletir os ganhos de eficiência já alcançados pelas empresas, considerando o comportamento dos seus custos reais face às metas definidas pela ERSE. Adicionalmente, efetuaram-se alguns ajustamentos ao valor de custos considerados elegíveis, detalhados nos capítulos respetivos de cada atividade (TEE e DEE).

Definição da Componente CAPEX

Para definir a componente CAPEX da base de custos TOTEX para o primeiro ano do período de regulação 2026-2029, estima-se o CAPEX anual (remuneração do ativo líquido⁴⁰ e amortizações do exercício) para os 4 anos do novo período de regulação 2026-2029, com base na informação real (ano de 2024) e previsional (2025 a 2029) fornecida pelas empresas, mas aplicando-lhe os seguintes ajustamentos:

- As entradas em exploração previstas pelas empresas para os anos de 2026 a 2029 são atualizadas para preços de 2026, para garantir que os valores das duas componentes da base de custos TOTEX, OPEX e CAPEX, estão ambas no mesmo referencial de preços.
- Excluem-se os valores de entradas em exploração previstas decorrente de processos de aprovação autónoma, quando aplicável, de modo a refletir as alterações regulamentares no âmbito da [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#), como referido anteriormente.
- Excluem-se outros valores de entradas em exploração previstos pelas empresas, de modo a tornar a componente CAPEX coerente com os pareceres da ERSE às mais recentes propostas de PDIRT-E 2024⁴¹ e de PDIRT-D 2024⁴² e com o exercício de supervisão e monitorização de investimentos realizado pela ERSE nas atividades de TEE e de DEE em AT/MT e em BT.

De seguida, transforma-se a série anual de CAPEX estimado num pagamento anual equivalente, utilizando a taxa de remuneração definida pela ERSE para o novo período de regulação (vide capítulo 4), obtendo-se a componente CAPEX da base de custos TOTEX em 2026.

Para efeito de aplicação de indutores, no período de regulação 2022-2025 a componente CAPEX da base de custos TOTEX incorporou duas parcelas principais:

⁴⁰ Ativo bruto em exploração, líquido de amortizações acumuladas e comparticipações, ou RAB, do inglês *Regulatory Asset Base*.

⁴¹ [Consulta Pública da ERSE n.º 128](#).

⁴² [Consulta Pública da ERSE n.º 126](#).

1. CAPEX (remuneração do ativo líquido e amortizações do exercício) decorrente dos investimentos transferidos para exploração até ao final de 2021, aos quais não se deverão aplicar metas de eficiência, nem o IPIB, de acordo com o RT em vigor (ponto 4 do artigo 117.º no caso da atividade de TEE e nº 4 do artigo 123.º e do artigo 124.º no caso da atividade de DEE em AT/MT e em BT, respetivamente). No caso da atividade de TEE, esta componente desdobra-se em duas, uma para os ativos sem prémio valorizados a custos reais, e outra para os ativos com prémio valorizados a custos de referência.
2. Outra parcela de CAPEX (remuneração do ativo líquido e amortizações do exercício) decorrente da projeção para o período de 2022 a 2025 das previsões dos investimentos a transferir para exploração, durante este período, sobre a qual se aplicaram metas de eficiência e IPIB.

Na passagem para um novo período de regulação, a parcela 2. de CAPEX referida acima incluirá a remuneração dos ativos que entraram em exploração entre 2022 e 2025, ou seja, cujo custo já se concretizou. Esta situação não ocorreu no período de regulação anterior, por ser o primeiro em que se aplicou esta metodologia de TOTEX. Uma vez que a taxa de remuneração dos ativos definida pela ERSE é calculada numa perspetiva nominal, como detalhado no capítulo 4, neste novo período de regulação será necessário garantir que não se considera duplamente o efeito de compensação pela inflação (IPIB) relativamente à remuneração de ativos já entrados em exploração. Assim, no período de regulação 2026-2029 as parcelas da componente CAPEX da base de custos TOTEX para 2026 passam a ser as seguintes, para efeitos de aplicação de metas de eficiência e de indutores:

1. Mantém-se a parcela de CAPEX decorrente dos investimentos transferidos para exploração até ao final de 2021, aos quais não se deverão aplicar metas de eficiência, nem o IPIB, de acordo com o RT em vigor (ponto 4 do artigo 117.º). No caso da atividade de TEE, esta componente continua a desdobrar-se em duas, a custos reais e a custos de referência.
2. A parte da parcela de CAPEX decorrente dos investimentos transferidos ou a transferir para exploração de 2022 até 2029 que corresponde à remuneração do ativo líquido, a uma taxa de remuneração nominal, deixará de evoluir de acordo com a meta de eficiência e com o IPIB.
3. A parte da parcela de CAPEX decorrente dos investimentos transferidos ou a transferir para exploração de 2022 até 2029 que corresponde às amortizações do exercício continuará a evoluir de acordo com a aplicação do IPIB, da meta de eficiência e dos indutores físicos.

3.1.2 INDUTORES DE CUSTOS

No período de regulação iniciado em 2022, a alteração da metodologia de regulação das atividades de transporte de energia elétrica (TEE) e de distribuição de energia elétrica (DEE) para um *revenue cap* aplicável aos custos totais (TOTEX), gerou a necessidade de redefinir os indutores de custos, que anteriormente eram aplicáveis apenas para fazer evoluir os custos de exploração (OPEX)⁴³.

Os indutores de custos podem ser subdivididos em indutores físicos e indutores de natureza económica e financeira. Como o nome indica, os últimos refletem o contexto económico e financeiro. Os indutores físicos correspondem a grandezas físicas que são selecionadas para fazer evoluir a componente variável da base de custos TOTEX. Estas grandezas físicas podem ser associadas ao nível da atividade da empresa e dos seus custos, mas também a outros sinais regulatórios que se pretendam transmitir.

A redefinição dos indutores de custo para o período de regulação 2026-2029 teve em conta:

- a) que a base de custos TOTEX incorpora parcelas de CAPEX;
- b) a divisão entre a componente fixa e a componente variável da metodologia TOTEX;
- c) a seleção de indutores físicos e o peso da componente variável.

À semelhança do período de regulação de 2022 a 2025, no período de regulação que se inicia em 2026, as restrições associadas às parcelas de CAPEX incorporadas no TOTEX, que se descrevem no ponto seguinte, têm de ser internalizadas na definição dos pesos das componentes fixa e variáveis.

INDUTORES DE NATUREZA ECONÓMICA E FINANCEIRA

Num primeiro momento, a definição dos pesos de cada componente da metodologia TOTEX e da alocação a indutores, encontra-se condicionada por restrições de natureza económica e financeira, nomeadamente:

- refletir nos proveitos permitidos das atividades de redes a evolução das condições financeiras, de forma a neutralizar essa evolução nas decisões de investimento do operador ao longo do período de regulação;

⁴³ Exceto no caso da DEE em BT, cuja metodologia de regulação já havia sido alterada em 2018 para *revenue cap* aplicado ao TOTEX.

- recuperar os custos com capital de ativos transferidos para exploração antes da aplicação da metodologia por incentivos aplicada ao TOTEX, ou seja, transferidos para exploração até 31 de dezembro de 2021⁴⁴;
- não fazer evoluir com o IPIB e com as metas de eficiência a parcela da componente CAPEX decorrente de ativos entrados em exploração a partir de 2022 que corresponde à remuneração do ativo líquido, como detalhado no capítulo 3.1.1 anterior.

Tendo presente a formulação para o cálculo dos proveitos permitidos das atividades de TEE e DEE estabelecida no RT em vigor, a ERSE adotou os seguintes indutores de natureza económico-financeira para acomodar as restrições acima referidas:

- 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 4). 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 e à parcela correspondente à remuneração dos ativos líquidos transferidos para exploração após 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 3-1 – Aplicação do indutor de neutralização da eficiência ao longo do período de regulação⁴⁵

Indutor	T2026	T2027	T2028	T2029
Fator neutralização eficiência	1	$\frac{1}{1+IPIB_{2026}-X}$	$\frac{1}{(1+IPIB_{2026}-X) \times (1+IPIB_{2027}-X)}$	$\frac{1}{(1+IPIB_{2026}-X) \times (1+IPIB_{2027}-X) \times (1+IPIB_{2028}-X)}$

Fonte: ERSE

⁴⁴ Conforme estabelecido no número 4 dos artigos 117.º, 123.º e 124.º do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo [Regulamento n.º 1218/2025](#), publicado na 2.ª Série do Diário da República n.º 216/2025, de 7 de novembro de 2025, respetivamente para as atividades de TEE, DEE em AT/MT e DEE em BT.

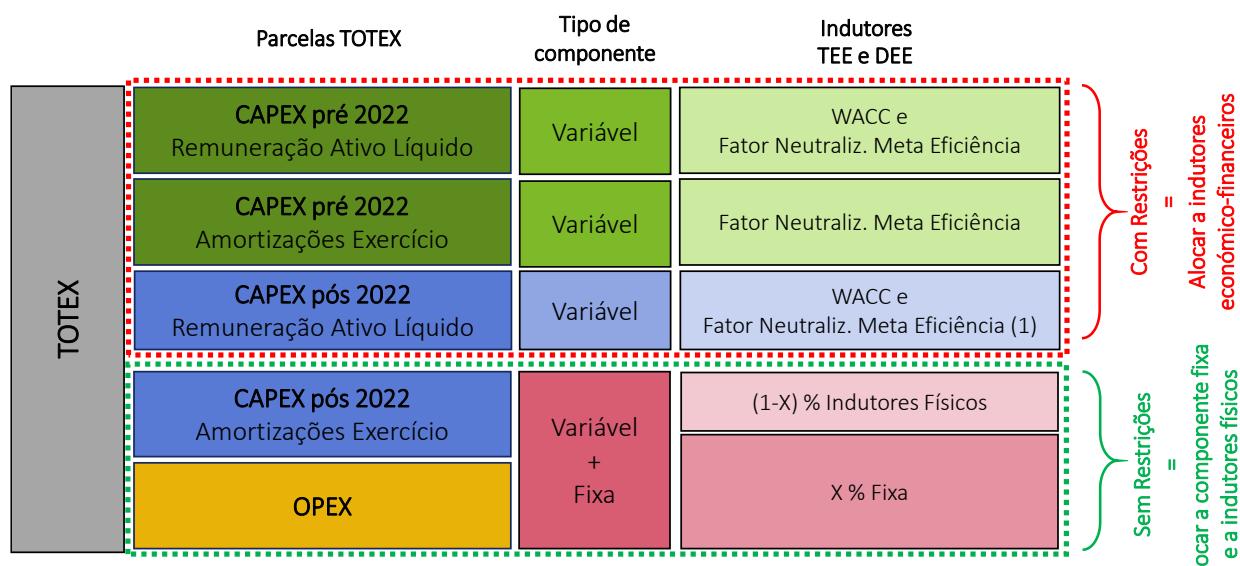
⁴⁵ Neste quadro o $IPIB_{t-1}$ representa o IPIB aplicado à evolução dos indutores em cada ano de Tarifas t, de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário: taxa de variação do índice de preços implícito no Produto Interno Bruto do ano t-1.

Estes indutores económico-financeiros serão aplicados de forma a refletir a proporção da base de custos TOTEX que corresponde às parcelas de CAPEX acima mencionadas, que diferem nas atividades de TEE, DEE AT/MT e DEE BT. A Figura 3-1 ilustra como os indutores são aplicados nas diferentes parcelas das bases de custo TOTEX. O detalhe da proporção aplicada em cada atividade e o correspondente proveito unitário resultante para estes indutores, encontra-se nos pontos 3.2.3.2 e 3.3.3.2, respetivamente para as atividades de TEE e DEE.

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 físicos.

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

Figura 3-1 – Relação entre parcelas do TOTEX, componente fixa e variáveis e indutores



Nota: (1) No período de regulação 2022-2025 esta a parcela “CAPEX pós 2022 – Remuneração Ativo Líquido” variou com o Custo de Capital Médio Ponderado (CCMP) e com o IPIB-X. No período de regulação 2026-2029 passará a variar apenas com o CCMP, evitando induzir a uma dupla consideração da inflação na componente de remuneração do ativo líquido, visto que o CCMP é nominal.

Fonte: ERSE

Refira-se, ainda, que não foram considerados indutores económico-financeiros que refletem evoluções de preços que afetam os custos de investimentos dos operadores, por exemplo índices especificamente ligados ao custo de matérias-primas ou ao custo de mão-de-obra. A não consideração desses índices

decorreu, por um lado, da complexidade em definir quais são os mais representativos da evolução dos custos de investimento de cada operador de rede, e, principalmente, porque levaria a um tratamento demasiado diferenciado das componentes do TOTEX associadas ao CAPEX e ao OPEX. Recorde-se que uma das principais vantagens da metodologia TOTEX é procurar tratar o OPEX e o CAPEX de forma semelhante, de modo a não enviesar as decisões das empresas na utilização de recursos.

INDUTORES FÍSICOS

Os indutores físicos devem ser representativos da evolução da atividade da empresa e ter relação com o nível de custos. Contudo, a escolha dos indutores pode igualmente transmitir sinais regulatórios aos operadores, nomeadamente direcionando a sua atuação para as áreas de maior relevância para a transição energética.

Como ponto de partida, procurou-se identificar e analisar grandezas físicas que possam ter impacto no OPEX e no CAPEX das atividades de TEE e DEE. Nesta análise optou-se por separar as grandezas físicas entre as que correspondem a variáveis associadas aos serviços prestados pelas atividades (*outputs*), excluindo aquelas que se encontram em utilização noutros incentivos regulatórios (por exemplo, qualidade de serviço), e as grandezas físicas relativas aos recursos necessários para a realização das atividades (*inputs*), nomeadamente associadas à dimensão e capacidade das redes.

Tanto quanto possível, pretende-se dissociar os indutores físicos a selecionar das naturezas de custo (CAPEX ou OPEX), para que sejam transmitidos sinais de neutralidade tecnológica aos operadores, procurando dar preferência à utilização de indutores que não condicionem as soluções a adotar na exploração e desenvolvimento das redes. Esta preferência é consentânea com o contexto de descentralização e inovação tecnológica em que as atividades de TEE e DEE se desenvolvem atualmente, com uma dinâmica própria associada à transição energética em curso, que decorre da política energética europeia e nacional. Por outro lado, os indutores devem dar sinais para a otimização dos custos totais, promovendo a racionalização dos investimentos em nova capacidade e a otimização da utilização da capacidade instalada, naturalmente sem interferir com a segurança e estabilidade na operação do sistema elétrico.

Entre as grandezas físicas identificadas pela ERSE como possíveis indutores físicos para aplicar à metodologia TOTEX das atividades de rede, destacam-se as apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 3-2 – Grandezas físicas identificadas como possíveis indutores físicos das atividades de TEE e DEE

Grupo	Grandezas físicas
Inputs da atividade	Extensão da rede
	Número de subestações
	Número de painéis
	Número de transformadores
	Potência de transformação instalada
Outputs da atividade	Energia veiculada pelas redes
	Número médio de clientes
	Potência ligada de produtores
	Ponta da produção ligada à redes
	Potência contratada nas saídas das redes
	Ponta síncrona das cargas ligadas às redes
	Soma das potências ligada de produtores e contratada na saída da redes
	Soma das pontas de produção e de carga
	Utilização (média e máxima) da potência de transformação instalada

Fonte: ERSE

A seleção dos indutores suportados por grandezas físicas foi também condicionada pela disponibilidade e qualidade dos dados, quer em termos históricos, quer previsional.

Como auxiliar às decisões sobre os indutores físicos, foram ainda feitas avaliações qualitativas dos seguintes aspetos, que podem direcionar a escolha dos indutores físicos para variáveis que não são as de maior correlação com as rubricas de custo imputadas à componente variável:

- estabilidade, que reflete a maturidade da atividade, através da regularidade da evolução da grandeza física (pouca volatilidade);
- exogeneidade, que reflete a maior ou menor possibilidade de a 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;
- sinais regulatórios, direcionados às áreas de maior relevância para a transição energética, nomeadamente: (i) o reforço dos compromissos de ligação de utilizadores às redes (produtores e consumidores), em particular os subjacentes aos custos de investimento que suportam as bases de custos TOTEX, (ii) a otimização da utilização da capacidade instalada nas redes, que aumente a eficiência na exploração dos ativos existentes, estimule a procura de alternativas comparativamente

com o desenvolvimento de nova capacidade e permite adequar mais rapidamente a oferta de capacidade existente às necessidades de ligação à rede, naturalmente sem interferir com a segurança e estabilidade na operação do sistema elétrico.

Devido aos condicionalismos que determinaram a definição de indutores de natureza económico-financeira, as parcelas remanescentes do TOTEX que poderão ser associadas à 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, para apoio à seleção de possíveis indutores físicos do TOTEX das atividades de rede foram avaliadas as correlações entre a evolução das grandezas físicas e a evolução destas duas naturezas de custos, com dados reais de 2010 a 2024.

Contudo, existem fatores que justificam que se minimize a importância dessas correlações, nomeadamente: (i) a granularidade e dimensão das séries de dados contribuem para que as correlações estatísticas possam não corresponder a uma verdadeira relação causa e efeito, (ii) a escolha com base apenas em correlações induz uma percepção incorreta dos operadores de que os custos totais (TOTEX) não são de facto tratados em agregado, mas sim mantendo uma separação CAPEX/OPEX ao longo do período de regulação, (iii) pode não existir um correspondência entre a escolha do indutor baseada em correlações e o sinal regulatório pretendido.

Procurou-se igualmente um racional para o peso da componente fixa. Por um lado, verifica-se que em todas as atividades de rede o OPEX tem uma reduzida correlação com a maioria das grandezas físicas analisadas (vide Quadro 3-3 para TEE, Quadro 3-16 para DEE AT/MT e Quadro 3-17 para DEE BT). Por outro lado, a aplicação de metas de eficiência pelo regulador, que no passado incidiram principalmente no OPEX, poderá ter enviesado a relação desta natureza de custos com as grandezas físicas. A própria evolução do OPEX das atividades de rede poderá justificar a sua associação a uma componente fixa, nomeadamente nas atividades de TEE e DEE AT/MT, como se pode observar na Figura 3-4 e na Figura 3-36. Estes fatores sugerem que se deverá dissociar a parcela de OPEX implícita no TOTEX dos indutores físicos.

Adicionalmente, uma parte da parcela de amortizações pós 2022 referente aos ativos entrados em exploração até ao final de 2025 é fixa. Esta particularidade foi ponderada na alocação de pesos às componentes fixa e variáveis. Contudo, este efeito não foi integralmente internalizado na alocação da componente fixa, para evitar que os pesos das componentes do TOTEX que variam com indutores físicos seja exígua e, principalmente, para não associar integralmente as parcelas à natureza dos custos.

Assim, no período de regulação de 2026 a 2029 a repartição entre componentes fixa e variáveis, foi recalibrada de modo a que a componente fixa tenha um peso acima do peso do OPEX de cada uma das

atividades⁴⁶, conforme determinado nas bases de custos TOTEX para o ano de 2026. Tal implica que o remanescente das parcelas de proveitos alocado à componente variável, corresponda a uma parte da parcela das amortizações do período pós 2022.

Importa, contudo, matizar a associação das diferentes rubricas de custos às componentes fixas ou variáveis. A metodologia TOTEX pressupõe que, uma vez incluídas as naturezas de gastos nas bases de custos iniciais, a evolução das parcelas deve ser vista de uma forma agregada, e não separada entre OPEX e CAPEX (amortizações de ativos entrados em exploração a partir de 2022). No que respeita à atribuição de pesos às grandezas físicas, no período de regulação 2026 a 2029, optou-se nas atividades de TEE e de DEE em MT/AT por manter um peso equitativo entre os indutores “extensão de rede” e “potência ligada à rede para os produtores” (ver pontos 3.2.3.2 e 3.3.3.2.1). Através do indutor “extensão de rede” gera-se um sinal associado à dimensão das redes, com uma relação mais direta com os custos de investimento, mas também de exploração, que é no essencial controlável pelas empresas. Com este indutor, procura-se igualmente responsabilizar as empresas pelas suas previsões de investimento.

Por outro lado, através do indutor “potência ligada à rede para os produtores” é transmitido um sinal regulatório da maior relevância para a transição energética, que incentiva as empresas a agilizarem os processos de ligações à rede de novos produtores, a maioria dos quais baseados em fontes de energia renovável. Apesar de alguma exogeneidade subjacente à fase final do processo de ligação à rede, este indutor tem uma relação forte com custos de investimento necessários para disponibilizar nova capacidade firme, que estão internalizados na base de custos TOTEX. A capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições atribuída a instalações de produção pelos operadores de rede, não é contabilizada no apuramento dos valores dos indutores “potência ligada à rede para os produtores” do TOTEX da atividade de TEE e de DEE AT/MT, por ser tratada em incentivos próprios descritos nos pontos 3.2.5 e 3.3.5.

Na atividade de DEE em BT mantém-se um único indutor físico, “número médio de clientes”. As análises efetuadas continuam a apontar esse indutor como o que melhor materializa os sinais regulatórios pretendidos para esta atividade (ver ponto 3.3.3.2.2).

À semelhança do que aconteceu para o período de regulação 2022-2025, as componentes variáveis associadas a indutores físicos foram obtidas com um proveito unitário em 2026 calculado como um custo incremental de longo prazo, através do quociente entre o valor atual da parcela de custo a afetar ao indutor

⁴⁶ No período de regulação de 2022 a 2025 tal não se verificou nas atividades de DEE, em que o peso da componente fixa foi inferior ao peso da parcela de OPEX determinada para o ano de 2022.

físico 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 atividade.⁴⁷

Esta opção procura garantir que o proveito unitário é consistente ao longo de todo o período de regulação, tendo em conta a metodologia usada pela ERSE para a definição das bases de custo TOTEX, que incorpora nas parcelas de CAPEX os custos de capital estimados para os quatro anos do período de regulação (nomeadamente as amortizações pós 2022), que são alisados sob forma de uma anuidade (como explicado nos pontos 3.2.3.1 e 3.3.3.1). O facto de se usar o valor atual das quantidades físicas pretende dar pesos temporais coerentes com a parcela de proveitos a que estão associadas: as quantidades de anos mais longínquos têm menos peso no cálculo do proveito unitário, porque o proveito associado foi descontado para o início do período de regulação. Desta forma, o proveito unitário internaliza as previsões dos indutores físicos que, por sua vez, estão relacionadas com os investimentos internalizados na parcela anualizada (nomeadamente das amortizações pós 2022), responsabilizando os operadores pelas suas previsões.

Adiante desenvolvem-se as análises dos indutores físicos específicos da atividade de TEE no ponto 3.2.3.2 e da atividade de DEE no ponto 3.3.3.2.

POSSÍVEIS INDUTORES EM PERÍODOS DE REGULAÇÃO SEGUINTES

Na preparação do período de regulação de 2026 a 2029 iniciaram-se análises de possíveis indutores a adotar futuramente na metodologia de incentivos aplicada ao TOTEX das atividades de rede.

Como objetivo principal, pretende-se conceptualizar indutores que reforcem a percepção dos operadores de rede de que a eficiência exigida pelo regulador incide sobre o custo total das atividades de rede, minimizando a dissociação das naturezas de custo (CAPEX e OPEX). As vantagens de uma abordagem TOTEX, que trate CAPEX e OPEX de forma equitativa e promova a neutralidade tecnológica, incentivará a combinação mais eficiente dos recursos à disposição dos operadores de rede. Por outro lado, os objetivos de transição energética, que exigem tanto investimento em infraestruturas, consequentemente mais CAPEX, como soluções flexíveis e suportadas em digitalização, mais intensivas em OPEX, reforçam a

⁴⁷ Genericamente, a expressão utilizada foi a seguinte: Valor unitário ponderado no período de regulação = $\frac{\sum_{a=2029}^{a=2029} \left[\frac{\text{Custo}_a}{(1+CCMP)^a} \right]}{\sum_{a=2026}^{a=2029} \left[\frac{\text{Quantidade}_a}{(1+CCMP)^a} \right]}$

importância de metodologias regulatórias que assegurem a neutralidade de tratamento entre CAPEX e OPEX⁴⁸.

Tendo presente que a aplicação de uma abordagem TOTEX tem em perspetiva o médio e longo prazo, os sinais regulatórios têm de se materializar em decisões dos operadores, desde a fase de planeamento e desenvolvimento das redes, até à sua exploração em tempo real e manutenção. Entre outros, contribuem para a eficiência do custo total:

- a avaliação criteriosa das necessidades das redes, ponderando ao mesmo nível o investimento em nova capacidade e as soluções alternativas, como seja o recurso à flexibilidade e o prolongamento da vida útil dos ativos;
- a execução ao menor custo dos investimentos que respondem às necessidades efetivas das redes, através de modelação e previsões de cenários suportadas em ferramentas avançadas⁴⁹, promovendo a eficiência na contratação de obras e na sua execução, assegurando o cumprimento de orçamentos e cronogramas aprovados nos PDIR;
- a otimização da manutenção, recorrendo a técnicas preditivas, suportadas na avaliação do estado dos equipamentos, para detetar anomalias e antever falhas, reduzindo a probabilidade de estas ocorrerem;
- a otimização da exploração, suportada na recolha massiva de dados e recurso a ferramentas avançadas, para apoio à programação da exploração e tomada de decisão em tempo real.

Na pesquisa de indutores para as metodologias TOTEX, identificou-se que os indicadores de utilização da capacidade instalada nas redes têm potencial para transmitir, de forma agregada, sinais regulatórios nos domínios acima referidos.

Para aplicação como indutor do TOTEX é necessário definir um indicador de utilização da capacidade da rede como um todo, isto é, que reflita a utilização da globalidade dos ativos que o operador tem à sua disposição. Adicionalmente, no atual contexto da metodologia TOTEX aplicada às atividades de rede, este indicador terá de ser calculado em base anual.

Como os indicadores de utilização da capacidade das redes dependem de múltiplos fatores (potências solicitadas à rede, potências instaladas dos equipamentos), assim como da granularidade dos dados e da

⁴⁸ Ver artigo [“CEER Paper on Incentives in Regulatory Frameworks with a Focus on OPEX/CAPEX Neutrality”](#).

⁴⁹ Nomeadamente suportadas em Ciências de Dados e Inteligência Artificial.

metodologia de cálculo, a metodologia de cálculo do indicador deve ser suportada em conceitos bem definidos e numa recolha de dados padronizada. Por outro lado, a dependência de múltiplos fatores torna complexa a calibração deste indutor.

Numa primeira análise, o indicador que se considera transmitir o sinal que promove a maior eficiência no custo total é a utilização média da capacidade da rede, medida pelo ráio entre a potência média agregada nas entradas e saídas das redes e a potência nominal agregada dos elementos de rede mais relevantes (transformadores, autotransformadores, linhas).

Com estes pressupostos, um indutor suportado em indicadores de utilização da capacidade instalada nas redes irá promover ganhos de eficiência ao nível do CAPEX, uma vez que sinaliza a necessidade de evitar subutilização dos ativos, através da adequação da entrada de nova capacidade na rede às reais solicitações dos utilizadores. Na busca da otimização de um indicador desta natureza os operadores serão estimulados a procurar e ponderar alternativas, que minimizem a instalação de nova capacidade (que por sua vez reduziria o indicador).

Ao nível do OPEX, o sinal deste indutor, embora mais difuso, também está presente e é no sentido de prolongar a vida útil dos equipamentos existentes, o que depende em grande medida das condições em que é explorado e mantido.

Naturalmente, a adoção de um indutor desta natureza não pode interferir com aspetos relacionados com a segurança e estabilidade na operação do sistema elétrico, ou impactar a qualidade de serviço. Por esse motivo, pode haver necessidade de adaptar os novos incentivos IMDT (ver ponto 3.2.5) e IMDD (ver ponto 3.3.5) nestas vertentes.

Por outro lado, a eventual adoção de um indutor suportado na utilização da capacidade instalada nas redes, deve ser gradual, com peso reduzido na evolução dos proveitos dos operadores, e com risco controlado para os operadores através da limitação de perdas de proveitos resultantes da volatilidade anual que o indicador possa ter, dada a sua dependência de variáveis exógenas.

Por fim, dada a complexidade na definição e calibração deste tipo de indutores, assim como os grandes volumes de dados a recolher e tratar, a ERSE optou por aprofundar este tema no decorrer do período de regulação 2026-2029, permitindo uma discussão mais alargada com os operadores de rede e a recolha de dados, com vista a uma eventual adoção dos mesmos em períodos de regulação subsequentes.

A discussão e a recolha de dados sobre a utilização da capacidade instalada nas redes, serão realizadas com o operador da rede de transporte e com o operador da rede de distribuição, havendo particularidades que justificam, numa fase mais avançada, abordagens específicas a cada um deles.

3.1.3 MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS

Como referido anteriormente, no período de regulação 2022-2025, 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 de perdas ocorridas no período de regulação⁵⁰, que é ativado apenas a partir de determinados limiares de rentabilidade. No novo período de regulação 2026-2029 mantém-se a aplicação deste mecanismo nos moldes definidos para o período de regulação anterior, mas com uma atualização dos seus parâmetros.

Este mecanismo de partilha 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), o que permite utilizar valores reais e auditados de todos os anos desse período. 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), assegurando-se a neutralidade financeira dessa repercussão gradual através da aplicação de juros regulatórios, isto é, os juros aplicados nos ajustamentos aos proveitos permitidos nos termos do RT.

Em linhas gerais, o mecanismo adotado pretende avaliar, para cada ano do período de regulação, os desvios de rentabilidade efetiva 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 efetivas verificadas nos anos desse período de regulação com a média das taxas de remuneração definidas pela ERSE no mesmo período.

No cálculo da rentabilidade não são considerados os proveitos permitidos fora das bases de custos que constituem o TOTEX por não estarem associados a custos controláveis, nem os que decorrem dos incentivos específicos aplicados às atividades de TEE e de DEE (como sejam o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT) e o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RND (IMDD)).

⁵⁰ 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 da ERSE n.º 101](#)

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 efetiva dos ativos, caracterizadas da seguinte forma:

- banda normal, em que a rentabilidade efetiva 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 efetiva se desvia moderadamente da taxa de remuneração definida pela ERSE (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 efetiva 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 no período de regulação 2026-2029 será necessário definir os parâmetros que delimitam as três bandas. Em concreto, para as atividades de TEE, de DEE em AT/MT e de DEE em BT, os parâmetros a definir são:

- $\delta_{URT/URD}^{MOD}$: *spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade de cada atividade;
- $\delta_{URT/URD}^{EXT}$: *spread*, em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade de cada atividade.

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 Médio Ponderado (CCMP) definido para o novo período de regulação⁵¹. Ao mesmo tempo, tendo em conta este referencial e a simetria

⁵¹ No capítulo 4 encontra-se a explicação detalhada desta variável.

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 rendibilidade supranormal excessiva.

- 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.
- Contexto regulatório e setorial
 - Neste novo período de regulação, na definição das bandas deve ponderar-se a incerteza quanto à capacidade de as empresas executarem os volumes de investimento previstos, muito superiores aos valores médios executados nos últimos anos⁵², limitando ganhos obtidos pelo mero desfasamento da implementação dos investimentos previstos. Em paralelo, deverá também incorporar-se a incerteza quanto ao volume de investimentos que poderá ser necessário para cumprir os desafios da eletrificação, de modo a limitarem-se eventuais perdas decorrentes da necessidade de as empresas realizarem investimentos ainda mais avultados do que o previsto.
- 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, em termos de potencial de desvio face aos valores da base de custos TOTEX.

Nos capítulos específicos de cada atividade (capítulo 3.2.4 para a atividade de TEE e capítulo 3.3.4 para a DEE) serão apresentados e justificados os argumentos que suportaram a definição das bandas dos respetivos mecanismos de partilha de ganhos e de perdas para o período de regulação 2026-2029.

⁵² Como se detalhará nos capítulos específicos de cada atividade.

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

3.2.1 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, entre 2009 e 2021, um modelo de regulação por incentivos, com incidência quer no CAPEX, quer no OPEX, que pretendeu conduzir o operador da rede de transporte a um melhor desempenho, dando-lhe mais liberdade e, simultaneamente, maior responsabilidade de atuação.

Esta metodologia de regulação incorporava os seguintes incentivos específicos:

- 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;
- incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil (MEEFVU), que se manteve de 2009 a 2017, com vista a prolongar a vida operacional deste tipo de ativos após terem sido totalmente amortizados;
- incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT (IREI), que substituiu o incentivo MEEFVU, introduzido no período de regulação 2018-2021 com 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;
- 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.

Como referido, no período de regulação 2022-2025, a ERSE adotou uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis (TOTEX⁵³) da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE), complementada com a introdução um mecanismo de partilha de ganhos e perdas entre empresas e consumidores, tendo-se também reformulado os incentivos da atividade de TEE:

⁵³ Do inglês *Total Expenditure*

- foi extinto o mecanismo de valorização de novos ativos a custos de referência para os ativos entrados em exploração a partir de 2022, mas mantendo-se para os já realizados;
- foi extinto o incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT (IREI), 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 substituiu o extinto IREI na sua componente técnica.

No novo período de regulação 2026-2029 mantém-se esta mesma metodologia, com as seguintes alterações:

- Como referido no capítulo 3.1.1, ao nível da definição da base de custos TOTEX inicial passam a excluir-se todos os investimentos que decorrem de processos de aprovação autónoma, fora do processo normal de aprovação dos planos de desenvolvimento e investimento das redes. Passa, assim, a reconhecer-se o CAPEX decorrente destes investimentos fora da metodologia TOTEX, através de uma metodologia do tipo rate of return, com uma componente de amortizações e outra de remuneração do ativo líquido, em sede de ajustamentos t-2;
- o incentivo IMDT foi reformulado, sendo a nova metodologia de cálculo e os respetivos parâmetros definidos no capítulo 3.2.5.

Tendo em conta o exposto, os parâmetros definidos para a atividade de TEE, para o período 2026 a 2029, são os seguintes:

- Metodologia do tipo *revenue cap* aplicada ao TOTEX:
 - base de custos totais para o ano 2026;
 - metas de eficiência para o período de regulação 2026-2029;
 - peso da componente fixa e peso das componentes variáveis, bem como indutores com os quais variam as componentes variáveis.
- Outros:

- parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de TEE (ver capítulo 3.2.4);
- parâmetros do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT) (ver capítulo 3.2.5).

3.2.2 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 TOTEX se destacam de seguida.

Como visto anteriormente, a base de custos TOTEX é construída a partir da soma da componente OPEX e da componente CAPEX, pelo que, para o exercício de definição de parâmetros da atividade de TEE, é particularmente relevante analisar o desempenho da empresa ao nível destas duas componentes.

Relativamente à componente OPEX, a Figura 3-2 e a Figura 3-3 apresentam a evolução do OPEX controlável da atividade de TEE, em função dos custos unitários por energia transportada e por quilómetro de rede (a preços constantes de 2024).

Figura 3-2 – OPEX por energia – atividade de TEE (preços constantes 2024)

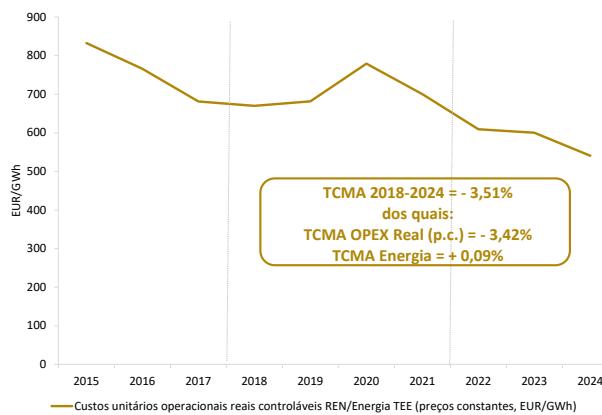
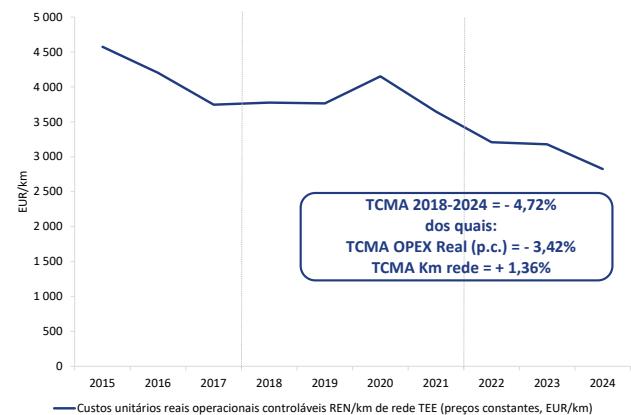


Figura 3-3 – OPEX por km de rede – atividade de TEE (preços constantes 2024)



Fonte: ERSE, REN

Na atividade de TEE, os custos unitários operacionais reais, quer por energia transportada, quer por quilómetros de rede, têm vindo a reduzir-se ao longo dos três últimos períodos de regulação, à exceção do

ano de 2020⁵⁴.

A redução de custos unitários de 2018 a 2024 deve-se ao efeito combinado da redução de custos operacionais e do aumento do volume de energia transportada e dos quilómetros de rede. A queda mais acentuada em 2022 deveu-se, sobretudo, à redução em 11,3% dos custos operacionais reais, ampliada pelo aumento quer da energia transportada (1,9%), quer dos quilómetros de rede (0,8%). Em 2023, ocorreu uma estabilização quer dos custos operacionais, quer da energia transportada e dos quilómetros de rede. A redução em 2024 face a 2023 deve-se, novamente, ao efeito da redução dos custos operacionais reais em 8,7% (a preços de 2024), combinado com o aumento quer da energia transportada (1,3%), quer dos quilómetros de rede (2,7%).

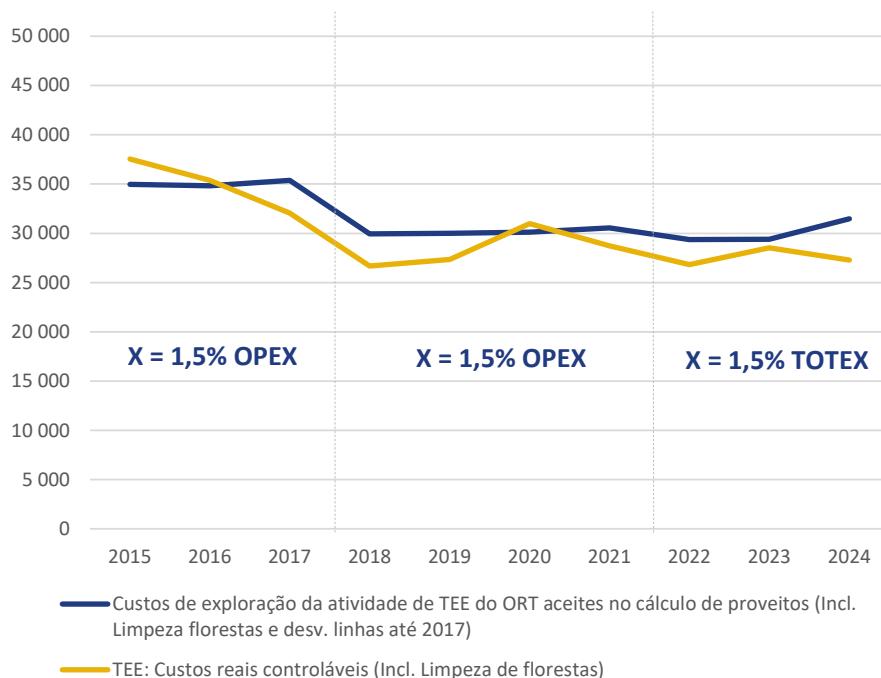
A nível do OPEX, além da evolução absoluta dos custos unitários, importa ainda avaliar o desempenho relativo da empresa, ou seja, a sua capacidade de cumprir as metas de eficiência impostas pela ERSE. Na Figura 3-4 pode-se comparar a evolução do OPEX aceite pela ERSE⁵⁵ com a do OPEX real⁵⁶, a preços correntes. Apresenta-se também a meta de eficiência aplicada em cada período de regulação (“X”).

⁵⁴ Este ano caracterizou-se por um aumento significativo dos custos de exploração unitários, decorrente, sobretudo, dos custos com limpeza de florestas, e pela redução significativa do volume de energia transportada e a estagnação da extensão da rede decorrentes da pandemia Covid-19.

⁵⁵ Uma vez que no período de regulação 2022-2025 se aplicou uma metodologia de regulação por incentivos aplicada ao TOTEX, para efeitos de comparação com o OPEX real foi necessário calcular o OPEX aceite implícito no TOTEX.

⁵⁶ Em cada período de regulação, o OPEX real apresentado considera as rubricas equivalentes às consideradas na base de custos OPEX de cada período de regulação.

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



Fonte: ERSE, REN

Da análise da Figura 3-4 observa-se uma tendência de diminuição dos custos de exploração até 2018, quer os aceites pela ERSE, quer os reais, tendo ambos permanecido relativamente estáveis desde então (à exceção do ano de 2020, pelos motivos já expostos). Observa-se que, excluindo o ano de 2020, desde 2016 que o OPEX real é inferior ao valor aceite pela ERSE, o que demonstra a capacidade da empresa cumprir com as metas impostas pela ERSE.

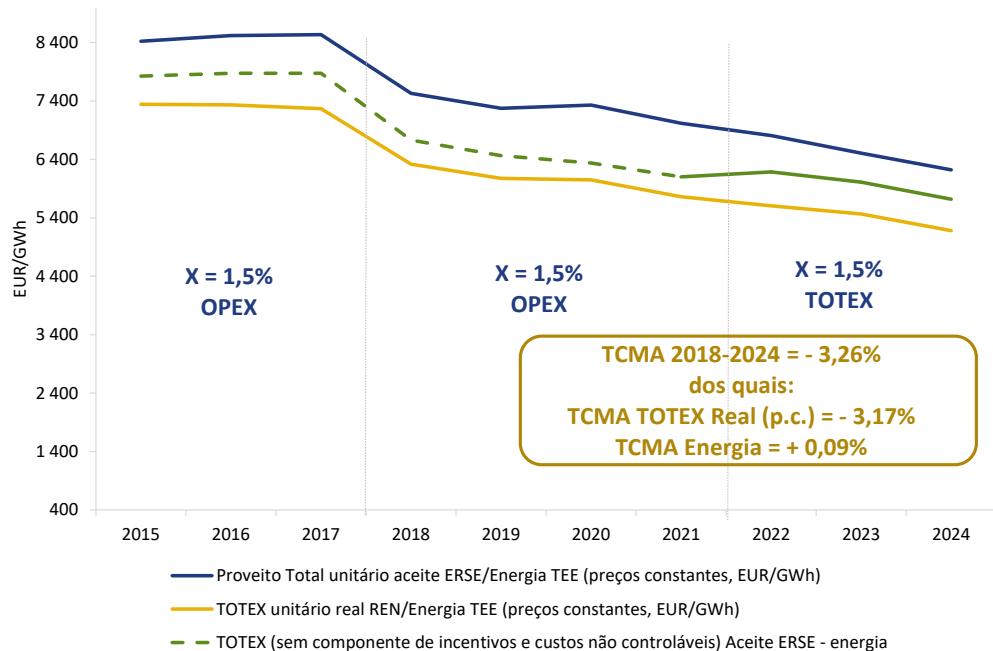
Considerando que nesta atividade se aplica uma metodologia de regulação por incentivos aplicada aos custos totais, importa analisar a evolução dos proveitos e custos como um todo, ou seja, avaliar a evolução do TOTEX (OPEX e CAPEX), quer em termos absolutos, quer em termos unitários.

A Figura 3-5 mostra a evolução dos proveitos permitidos totais em termos unitários, em função da energia transportada e a preços constantes de 2024. Nesta figura compara-se o valor aceite pela ERSE, que incorpora igualmente os custos não controláveis e os incentivos (Proveitos Permitidos Totais Aceites TEE ERSE)⁵⁷, com os valores efetivamente verificados de OPEX e de CAPEX, sem montantes relativos a custos

⁵⁷ Proveitos Permitidos Totais aceites corresponde aos proveitos permitidos recuperados pelas tarifas para efeitos de ajustamentos. OPEX + CAPEX 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.

não controláveis e a incentivos (TOTEX Real). Uma vez que, a partir de 2022, a atividade de TEE passou a ser regulada por uma metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX, na figura comparam-se também os custos reais totais unitários, com a evolução desse TOTEX aceite⁵⁸.

**Figura 3-5 –Proveitos Permitidos Totais por energia – atividade de TEE
(preços constantes 2024)**



Pela análise das figuras anteriores, observa-se um distanciamento entre os proveitos permitidos totais aceites pela ERSE e os valores de custos (OPEX e CAPEX) registados pela REN. Esta divergência deve-se, sobretudo, 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 MEEFVU, em vigor até 2017, e o IREI que em 2018 substituiu o MEEFVU. Em 2022, o mecanismo de custos de referência e o incentivo IREI foram eliminados, introduzindo-se o incentivo IMDT, que tem contribuído para a manutenção desse distanciamento. A capacidade que a empresa tem demonstrado em obter gastos de exploração inferiores ao OPEX aceite para efeitos tarifários tem igualmente contribuído para o distanciamento entre os proveitos permitidos totais aceites pela ERSE e os custos efetivos da empresa.

⁵⁸ Para efeitos de comparação, até 2021 o valor do TOTEX ERSE inclui a soma das parcelas de CAPEX e de OPEX controlável, sendo apresentado em linha contínua na figura.

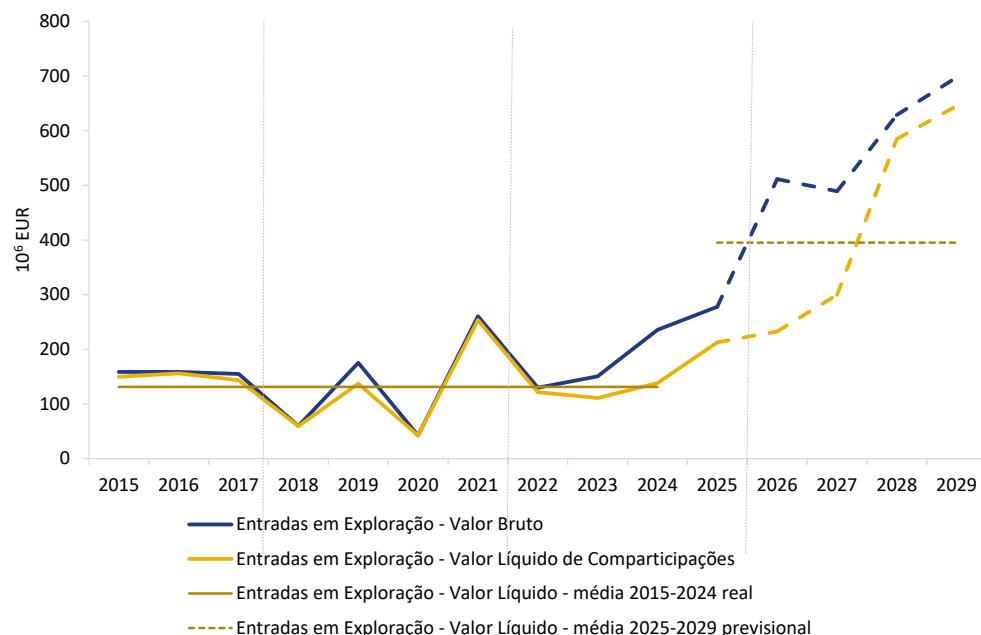
A avaliação do desempenho da empresa no âmbito da metodologia TOTEX deve ser realizada para o agregado dos 4 anos do período de regulação, uma vez que na definição da base de custos TOTEX se utilizou um valor médio de CAPEX para todo o período de regulação⁵⁹. No entanto, decorridos três anos do período de regulação, é possível observar uma contenção dos gastos de exploração e do nível de investimento na atividade de TEE, que são inferiores ao previsto para o período de regulação.

Em termos da análise de investimentos, a Figura 3-6 demonstra que, entre 2015 e 2024 (último ano com informação real), o investimento oscilou em torno de valores médios de cerca de 132 milhões de euros, líquidos de comparticipações (a preços constantes de 2024). Em paralelo, observa-se que, para o período entre 2025 e 2029, a empresa prevê um incremento significativo dos investimentos face ao valor médio do período 2015-2024, para um valor médio de cerca de 396 milhões de euros, líquidos de comparticipações⁶⁰, com impacte na componente de CAPEX da base de custos TOTEX que é calculada numa perspetiva previsional.

⁵⁹ Como o CAPEX considerado na base de custos TOTEX tem uma evolução crescente ao longo do período de regulação, é natural que nos primeiros anos o CAPEX real seja inferior ao CAPEX implícito na base de custos, sem que isso indique, necessariamente, ganhos obtidos pela empresa face às metas impostas pelo regulador.

⁶⁰ Estes valores incluem quer os investimentos decorrentes de processos de aprovações autónomas, quer os decorrentes da atribuição de título de reserva de capacidade na modalidade de acordo, que são integralmente comparticipados. Embora estes montantes não sejam considerados na base de custos TOTEX, ou por serem excluídos de acordo com o RT em vigor (aprovações autónomas) ou por serem integralmente comparticipados, concorrem para o esforço de investimento global que a empresa terá de efetuar nos próximos anos.

Figura 3-6 - Evolução dos investimentos entrados em exploração (preços constantes de 2024) – atividade de TEE



Fonte: ERSE, REN

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

No presente capítulo apresentam-se e justificam-se as principais opções aplicadas na definição da base de custos TOTEX para 2026 e dos restantes parâmetros que condicionarão a evolução dessa base de custos até ao final do período de regulação, nomeadamente as metas de eficiência e os indutores de custos.

3.2.3.1 BASE DE CUSTOS TOTAIS PARA A ATIVIDADE DE TEE

Como referido anteriormente, a base de custos TOTEX para a atividade de TEE agrega uma componente OPEX e uma componente CAPEX. De seguida, apresentam-se os resultados da aplicação desta metodologia, para cada uma das respetivas componentes, e para o valor global agregado.

3.2.3.1.1 DEFINIÇÃO DA COMPONENTE OPEX

A construção da componente OPEX da base de custos TOTEX da atividade de TEE seguiu os procedimentos elencados no capítulo 2.1., com as devidas adaptações às especificidades desta atividade, que se detalham de seguida.

AJUSTAMENTOS ESPECÍFICOS

Aplicaram-se os seguintes ajustamentos específicos às rubricas de custos a considerar no cálculo da base de custos:

- Custos decorrentes da aplicação das conclusões da auditoria realizada pela ERSE às operações intragrupo do Grupo REN
 - A natureza destes ajustamentos encontra-se detalhada no capítulo 2.2.3.1, tendo-se adaptado o respetivo valor à atividade de TEE, de acordo com o peso relativo desta atividade na faturação global dos serviços prestados pelas entidades do grupo.
- Outros ajustamentos específicos
 - Efetuaram-se ajustamentos relacionados com o não reconhecimento de impostos decorrentes de operações financeiras e com o reconhecimento de apenas 50% do valor dos gastos com indemnizações.

Para além dos ajustamentos referidos, mantêm-se os associados aos ganhos e perdas atuariais. A justificação mais detalhada do tratamento desses custos, cuja repercussão tarifária termina em 2028, consta do documento «[Parâmetros de Regulação para o período 2018 a 2020](#)».

FATOR DE PARTILHA

No caso da atividade de TEE, no período de regulação 2022-2025 aplicou-se um fator de partilha de 50% da média dos custos reais de 2019 e 2020 e de 50% da média dos custos aceites desses anos.

Como observado na secção anterior, a empresa tem conseguido sistematicamente ir além das metas de eficiência definidas pela ERSE. Assim, de modo a partilhar com os consumidores os ganhos de eficiência obtidos nos últimos anos, mantendo os sinais para uma gestão eficiente da atividade, mas incorporando os desafios esperados, a nível operacional, decorrentes do atual contexto de renovação e digitalização das redes⁶¹, adotou-se um fator de partilha de **40% da média dos custos reais de 2023 e 2024 e de 60% da média dos custos aceites de 2023 e 2024**, após ajustamentos específicos. Este fator de partilha permite, ainda, equilibrar os sinais entre gastos com natureza de OPEX e de CAPEX.

⁶¹ Designadamente a tendência de migração dos gastos com sistemas de informação, de CAPEX para OPEX.

COMPONENTE OPEX DA BASE DE CUSTOS TOTEX

A Figura 3-7 ilustra, de uma forma simplificada, a metodologia adotada para cálculo das componentes OPEX da base de custos totais para o novo período de regulação.

Figura 3-7 – Componente OPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação

TEE OPEX				
Preços constantes 2024 Unidade: 10 ³ euros				
	2023	2024		
A Custos reais controláveis REN	29 905	27 290		
B Correção custos relacionados com auditoria às operações intragrupos	-508	-496		
C Outros ajustamentos específicos	-124	-17		
D = A+B+C Custos reais controláveis após exclusão de rubricas	29 273	26 777		
E = (D₂₀₂₃ + D₂₀₂₄)/2 Média dos custos reais de 2023 e de 2024	28 025			
F Custos aceites em tarifas implícitos no TOTEX	30 809	31 481		
G Correção custos relacionados com auditoria às operações intragrupos	-508	-496		
H Outros ajustamentos específicos	-124	-17		
I = F+G+H Custos aceites em tarifas implícitos no TOTEX após exclusão de rúbricas	30 177	30 969		
J = (I₂₀₂₃ + I₂₀₂₄)/2 Média dos custos aceites de 2023 e 2024	30 573			
K = 40%*E + 60%*J Base de custos OPEX com partilha de ganhos (40% real/60% aceite)	29 554			
Partilha de ganhos: 40% real/60% aceite				
Atualizado para 2026 com aplicação de 2 anos de IPIB-X e indutores				
2026				
Base custos TEE componente OPEX 2026	32 711			
Variação vs aceite média 2023-2024	7,0%			
Variação vs real média 2023-2024	16,7%			

Fonte: ERSE, REN

3.2.3.1.2 DEFINIÇÃO DA COMPONENTE CAPEX

Para se obter a base de custos totais, além da componente OPEX foi necessário calcular a componente associada ao CAPEX, que incorpora a remuneração do ativo, líquido de amortizações e comparticipações, e as amortizações do exercício. Para esse efeito, aplicou-se a metodologia definida no capítulo 3.1.1.

AJUSTAMENTOS AO CAPEX – INVESTIMENTOS NÃO CONSIDERADOS

Investimentos decorrentes de aprovações autónomas

Como referido no capítulo 3.1.1, do processo de revisão do RT realizado em 2025 resultou que, para o período de regulação 2026-2029 os investimentos decorrentes de processo de aprovação autónomos, que extravasam os planos de desenvolvimento das redes, não serão abrangidos pela metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX. Assim, no caso da TEE, foram subtraídos à base de ativos a remunerar os valores estimados para investimentos decorrentes de processos de aprovação autónoma, com base na informação disponibilizada pelo operador da RNT.

Outros investimentos não considerados na base de custos TOTEX, decorrentes do exercício de monitorização e supervisão de investimentos

Na definição da componente CAPEX da base de custos TOTEX, procedeu-se à análise da informação previsional sobre investimentos a transferir para exploração enviada pelo operador da RNT à ERSE para o exercício tarifário de 2026 e para a preparação do novo período de regulação.

Esta análise passou pela verificação da aprovação, em sede de PDIRT-E ou em sede de processos de aprovação autónoma, dos projetos e obras inscritas na referida informação previsional, tanto em termos da sua natureza e fundamentação, como ao nível dos montantes de investimento efetivamente aprovados. Naturalmente, a informação previsional enviada pelo operador da RNT inclui um elevado número de projetos inscritos na proposta de PDIRT-E 2024 (2025-2034). Nestes casos, a análise teve por base o parecer da ERSE à proposta de PDIRT-E 2024, emitido a 30 de junho⁶².

No que diz respeito à natureza e fundamentação dos projetos inscritos na informação previsional, concluiu-se que, na sua maioria, não se identificam razões para a sua exclusão da base de custos TOTEX referente ao novo período de regulação. No entanto, no que diz respeito aos projetos inscritos na proposta de PDIRT-E 2024, ainda em processo de aprovação por parte do Estado concedente, a análise teve por base o parecer da ERSE à dita proposta e, em particular, as recomendações da ERSE aí inscritas, incluindo o “cenário ERSE” de investimento considerado na avaliação dos impactes tarifários. Nesse cenário, a ERSE considerou um deslize temporal de dois anos dos projetos complementares previstos para 2028 e 2029 (adiados para o 2.º quinquénio) e, por isso, **não se incluíram tais projetos na base de custos TOTEX para o período regulatório 2026-2029, num total de aproximadamente 145 milhões de euros.**

⁶² Processo enquadrado pela [Consulta Pública da ERSE n.º 128](#).

Acresce que, para a definição da nova base de custos TOTEX, foi efetuado um exercício de conciliação entre, por um lado, os montantes totais de investimento aprovado em sede de cada PDIRT-E (PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2021), e, por outro, os montantes de investimento entrados em exploração entre 2017 e 2024, e os investimentos que o operador da RNT prevê virem a entrar em exploração no período 2025 a 2029.

Para esta análise consideraram-se os seguintes pressupostos:

- Tendo em conta que tanto os montantes de investimento inscritos nos PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2021, como aqueles inscritos na informação previsional 2022-2025 foram apresentados a valores reais (do ano da sua apresentação), para efeitos de comparação, todos os montantes analisados foram convertidos para o mesmo referencial, através dos valores de IPIB utilizados pela ERSE nas suas análises. Ou seja, quer os montantes de investimento aprovados, quer os investimentos realizados/previstos, foram convertidos para o mesmo referencial, o ano de 2024.
- Já quanto aos montantes da proposta de PDIRT-E 2024 e aos inscritos na informação previsional 2025-2029, atendendo à sua data de apresentação, considerou-se os mesmos já a valores reais de 2024.
- Importa ainda referir que, no que diz respeito aos montantes de investimento aprovado, foram considerados apenas os valores inscritos nas propostas e instrumentos de aprovação originais, ou seja, tal como aprovado pelo Estado Concedente. Assim, apesar do operador da RNT ter apresentado nos anexos das edições subsequentes de PDIRT-E um exercício de atualização da calendarização e dos montantes dos projetos de investimento, não colocou à aprovação do Estado concedente os montantes relativos às referidas atualizações. Por esse facto, a ERSE não considerou tais montantes como valores aprovados.
- Finalmente, os montantes de investimento entrados em exploração, foram considerados líquidos de comparticipações.

Deste exercício de conciliação, considerando as previsões de entrada em exploração de investimentos para os anos de 2025 a 2029, conclui-se que o montante total de investimento aprovado em sede de PDIRT-E 2017 seria ultrapassado em cerca de 229 milhões de euros, e num exercício equivalente, o montante de investimento total aprovado em sede de PDIRT-E 2021 também seria ultrapassado em cerca de 93 milhões de euros⁶³.

⁶³ No que diz respeito à proposta de PDIRT-E 2024 e aos projetos considerados com base no parecer da ERSE à mesma, conclui-se que não existem, à data, previsões de que o montante total para o qual existe um parecer favorável da ERSE venha a ser ultrapassado.

Em resumo, considerando as entradas em exploração previstas pela REN para o período 2025 a 2029, os *plafonds* de investimento aprovados em sede de PDERT-E 2017 e de PDERT-E 2021 seriam, no seu conjunto, ultrapassados em cerca de 322 milhões de euros.

Na sequência dos comentários da REN à proposta tarifária, em que identificou um excesso de investimento executado face ao aprovado em sede de PDERT-E 2017 consideravelmente inferior ao apurado pela ERSE (120M€ vs 229 M€), foi solicitado um pedido de esclarecimentos à REN. Com base na informação enviada à ERSE, verificou-se que a principal diferença identificada diz respeito ao investimento transferido para exploração no ano 2017, excluído da análise pela REN, e incluído na análise da ERSE. Uma vez que os projetos concretizados em 2017 apresentam o mesmo código de projetos inscritos no PDERT-E 2017, a ERSE considerou esses investimentos para efeitos de confrontação com os montantes aprovados no PDERT-E 2017. Em sede dos esclarecimentos prestados à ERSE, a REN veio informar que esses investimentos dizem respeito a obras transferidas para exploração em 2017, mas que não correspondiam a montantes inscritos no PDERT-E 2017, ainda que os projetos onde essas obras se incluem façam parte desse plano. Segundo a REN, no PDERT-E 2017 apenas foram inscritos os investimentos desses projetos a concluir após 2017.

Face a estes esclarecimentos e documentação remetida, a ERSE reviu a sua análise, validando os argumentos da REN, e apurando um desvio consideravelmente inferior, passando de 229 milhões de euros para 123 milhões de euros, em linha com o valor apurado pela REN.

Já no caso de excesso de investimentos em projetos inscritos no PDERT-E 2021, que a REN não identificou em sede de comentários à proposta, face à recente informação disponibilizada pela REN, foi possível identificar um desvio de 147 milhões de euros calculado pela REN, consideravelmente superior ao apurado pela ERSE da ordem de 80 milhões de euros (já excluindo os investimentos concretizados em 2021, com o mesmo racional subjacente à não consideração dos investimentos concretizados em 2017).

Esta diferença explica-se, essencialmente, pelo facto de a REN considerar o “investimento corrente urgente” previsto para os anos 2025-2029 como inscrito no PDERT-E 2021, apesar desse PDERT-E apenas ter aprovado os anos 2022-2024, enquanto a ERSE considerou esses montantes como inscritos na proposta de PDERT-E 2024, tendo incluído os mesmos na base de custos de TOTEX como investimentos dessa proposta de PDERT-E 2024. Sem prejuízo desta diferença, que importa esclarecer em sede das atividades de supervisão já em 2026, a ERSE considerou apenas os valores de desvio apurados na sua análise.

No global, no conjunto dos dois PDIRT-E aprovados (PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2021), a ERSE apurou um desvio total em excesso de cerca de 203 milhões de euros, inferior aos 321 milhões de euros apresentados na proposta tarifária.

Em linha com a decisão tomada nessa proposta tarifária, a ERSE considera não haver fundamento para a inclusão da totalidade deste desvio na base de custos TOTEX do novo período regulatório, pelo que decide apenas incluir nessa base de custos 50% do desvio apurado, num valor de 102 milhões de euros.

A ERSE reforça que os valores que excedam o total aprovado em sede de PDIRT-E 2017 ou de PDIRT-E 2021, devem ser incluídos no próximo exercício de atualização do PDIRT-E, que deverá ocorrer em 2027, para que o Estado concedente os possa aprovar.

Esta decisão é reforçada pela constatação de que, nos últimos anos, existiu ao nível da RNT uma reduzida taxa de concretização de projetos, assim como uma tendência para aumento dos desvios entre os montantes inscritos nos exercícios de PDIRT-E e os montantes efetivamente entrados em exploração.

Da análise efetuada, concluiu-se que, de entre os projetos e obras previamente consideradas pela ERSE na base de custos TOTEX para o período de regulação 2022-2025, o operador da RNT identifica agora 83 obras que, afinal, não serão concretizadas até 2025, sendo calendarizadas para o período 2026-2029, sendo por isso objeto de análise para definição da nova base de custos TOTEX. No global, no conjunto destas obras, verificou-se um aumento do custo previsto em aproximadamente 46%, e que poderá ser devido, em grande parte, ao atraso verificado na sua execução.

Constatou-se também que, apesar do excesso de investimento a concretizar até 2029 face aos montantes totais de investimento aprovado nos PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2021, se se analisarem apenas as entradas em exploração efetivamente ocorridas até 2024, existe um atraso considerável na concretização desses PDIRT-E, em termos de número de projetos, com taxas de concretização de 69% no PDIRT-E 2017 (horizonte 2022), e de apenas 8% no PDIRT-E 2021 (horizonte 2026).

PARCELAS DA COMPONENTE CAPEX

Na atividade de TEE, a renda anual correspondente à componente de CAPEX estimado da base de custos TOTEX, é calculada pela soma das seguintes parcelas desagregadas:

- uma parcela de 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 117.º);

- uma parcela de 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 117.º);
- uma terceira componente, decorrente dos investimentos que entraram em exploração desde 2022 e das previsões aceites para os investimentos que entrarão em exploração até 2029. Como referido no capítulo 3.1.1, a parte desta parcela que corresponde à remuneração do ativo líquido também não evoluirá de acordo com o IPIB-X, uma vez que já é remunerada com uma taxa de remuneração nominal. A parte que corresponde às amortizações do exercício evoluirá de acordo com o IPIB-X e os indutores, como se detalhará no capítulo 3.2.3.2.

COMPONENTE CAPEX DA BASE DE CUSTOS TOTEX

O esquema seguinte resume a metodologia utilizada na definição da componente CAPEX da base de custos totais.

Figura 3-8 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação

TEE CAPEX				
Unidade: 10 ³ euros	2026	2027	2028	2029
CAPEX Ativo Sem prémio a Custos Reais pré 2022	99 457	94 192	89 317	84 663
@CCMP = 6,19%				
	Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@CCMP)			
CAPEX Ativo Sem prémio a Custos Reais pré 2022	92 277			
CAPEX Ativo Com prémio a CREF pré 2022	107 721	102 694	97 797	93 779
@CCMP = 6,94%				
	Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@CCMP)			
CAPEX Ativo Com prémio a CREF pré 2022	100 890			
CAPEX pós 2022 Base	75 948	104 192	141 199	193 108
Redução de CAPEX por exclusão de ativos	-1 532	-14 182	-24 743	-56 136
CAPEX pós 2022 após exclusão de ativos	74 416	90 011	116 456	136 972
@CCMP = 6,19%				
	Capex estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@CCMP)			
CAPEX pós 2022 após exclusão de ativos	102 860			
Remuneração do Ativo Líquido	54 756	54 756	54 756	54 756
Amortizações do Exercício	48 104	48 104	48 104	48 104
Base Custos TEE componente CAPEX	296 027			
Variação vs real equivalente, média 2023-2024	21%			

Fonte: ERSE, REN

Na Figura 3-9 são apresentados os cálculos subjacentes às componentes de CAPEX a incluir na base de custos totais da atividade de TEE.

Figura 3-9– Detalhe de cálculo das componentes de CAPEX da Base de Custos Totais TEE

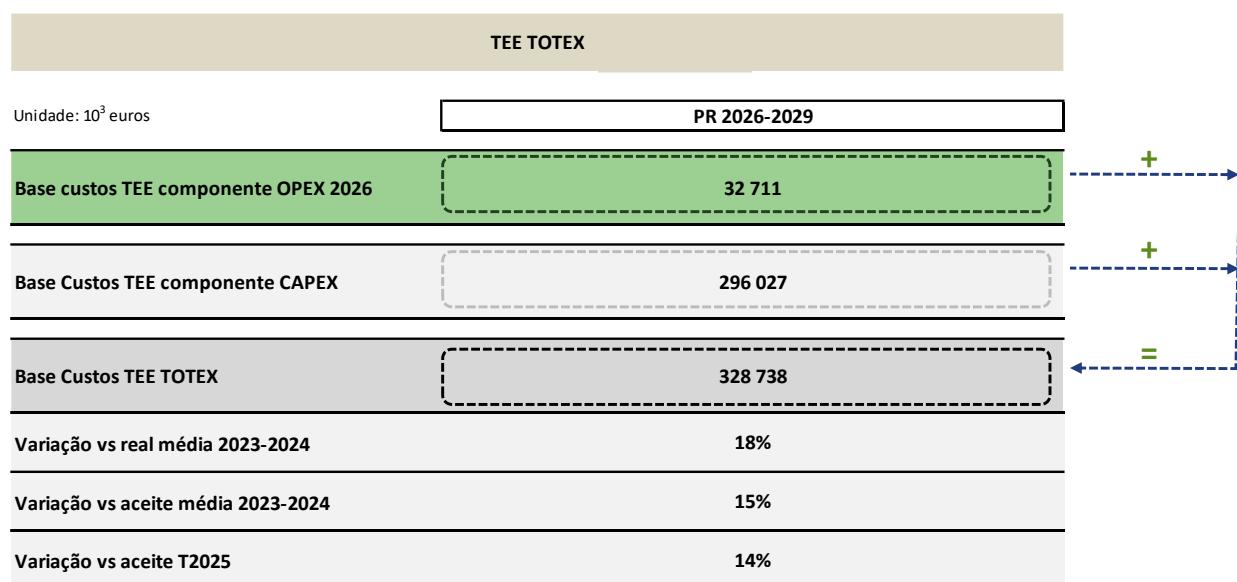
	2026	2027	2028	2029	10 ³ EUR
Ativos S/ prémio a custos reais (até 2021)					
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	690 609	634 806	580 670	527 993	
Amortizações do ano Líq. Subs	56 708	54 897	53 374	51 980	
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de TEE	6,19%	6,19%	6,19%	6,19%	
CAPEX Custos Reais (até 2021)	99 457	94 192	89 317	84 663	
PGTO equivalente @WACC de CAPEX Custos Reais (até 2021)	92 277	92 277	92 277	92 277	
Ativos C/ prémio a custos Ref. (até 2021)					
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	797 963	746 343	696 152	646 970	
Amortizações do ano Líq. Subs	52 342	50 897	49 484	48 879	
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de TEE a custos de referência	6,94%	6,94%	6,94%	6,94%	
CAPEX Custos Referência (até 2021)	107 721	102 694	97 797	93 779	
PGTO equivalente @WACC de CAPEX Custos Referência (até 2021)	100 890	100 890	100 890	100 890	
Ativos a custos reais (a partir de 2022), antes retirar ativos não considerados no TOTEX					
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	630 991	860 541	1 257 339	1 816 461	
Amortizações do ano Líq. Subs	36 890	50 925	63 369	80 669	
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de TEE	6,19%	6,19%	6,19%	6,19%	
CAPEX Custos Reais (a partir de 2022)	75 948	104 192	141 199	193 108	
PGTO equivalente @WACC de CAPEX Custos Reais (a partir de 2022)	125 709	125 709	125 709	125 709	
Ativos a custos reais (a partir de 2022) após retirar ativos não considerados no TOTEX					
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	608 895	731 503	1 010 410	1 253 743	
Amortizações do ano Líq. Subs	36 726	44 731	53 912	59 365	
CAPEX Custos Reais (a partir de 2022) após efeito ativos não considerados no TOTEX	74 416	90 011	116 456	136 972	
PGTO equivalente @WACC de CAPEX Custos Reais (a partir de 2022) após efeito ativos não considerados no TOTEX	102 860	102 860	102 860	102 860	

Fonte: ERSE, REN

3.2.3.1.3 BASE DE CUSTOS TOTEX PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

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

Figura 3-10 –Base de Custos Totais TEE - Metodologia para novo período de regulação



Fonte: ERSE, REN

3.2.3.2 INDUTORES APLICADOS À ATIVIDADE DE TEE

Após a definição da base de custo totais para a atividade de TEE, é necessário alocá-la aos indutores de custo, quer os de natureza económica e financeira, quer os de natureza física. No ponto 3.1.2 são descritas as regras para a definição de indutores, que são aplicáveis transversalmente a todas as atividades com regulação por incentivos aplicada ao TOTEX (TEE e DEE).

Neste capítulo são apenas detalhados os aspetos específicos à atividade de TEE, que correspondem à definição dos indutores de natureza física, apresentando-se no final um resumo das parcelas das bases de custos TOTEX e da alocação aos indutores, quer os de natureza económica e financeira, quer os de natureza física, em concreto na Figura 3-17.

3.2.3.2.1 INDUTORES FÍSICOS APLICADOS À ATIVIDADE DE TEE

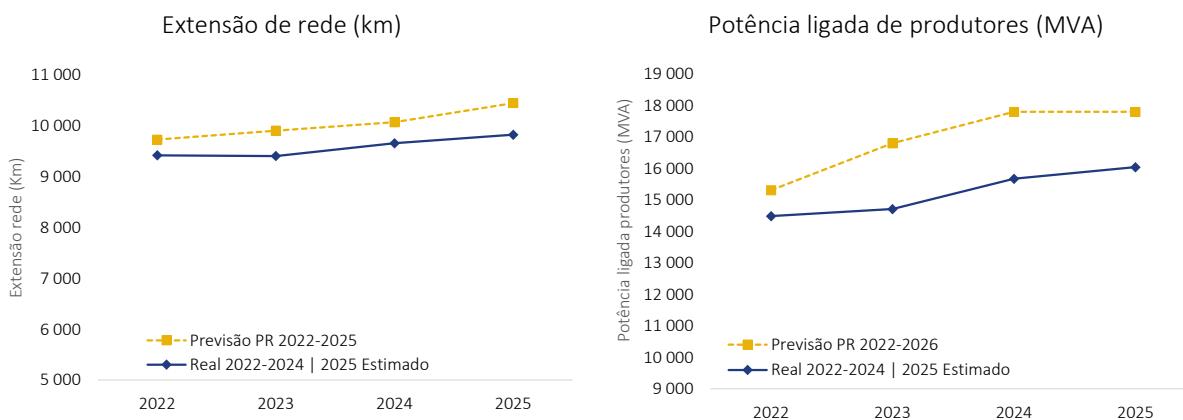
Neste ponto, analisam-se os principais resultados da aplicação dos indutores físicos da metodologia TOTEX na atividade de transporte de energia elétrica (TEE) no período de regulação (PR) de 2022 a 2025. Posteriormente, descrevem-se as opções tomadas, em específico, na definição dos indutores físicos a aplicar à TEE no PR de 2026 a 2029.

IMPACTES DOS INDUTORES FÍSICOS DE 2022 A 2025

No PR de 2022 a 2025, a ERSE utilizou como indutores físicos no cálculo dos proveitos da atividade de TEE, (i) a extensão da rede de transporte (km) e (ii) a potência ligada à rede de transporte para produtores (MVA). Na Figura 3-11, comparam-se, para o referido período, os valores previstos com os valores reais ocorridos⁶⁴. Da figura, verifica-se que as grandezas físicas de ambos os indutores verificaram valores reais inferiores aos previstos para o período. De seguida, quantificam-se as consequências destas diferenças.

⁶⁴ Os valores de 2025 ainda são estimados.

Figura 3-11 – Evolução anual dos indutores físicos (previsto e reais) da atividade de TEE no PR 2022-2025

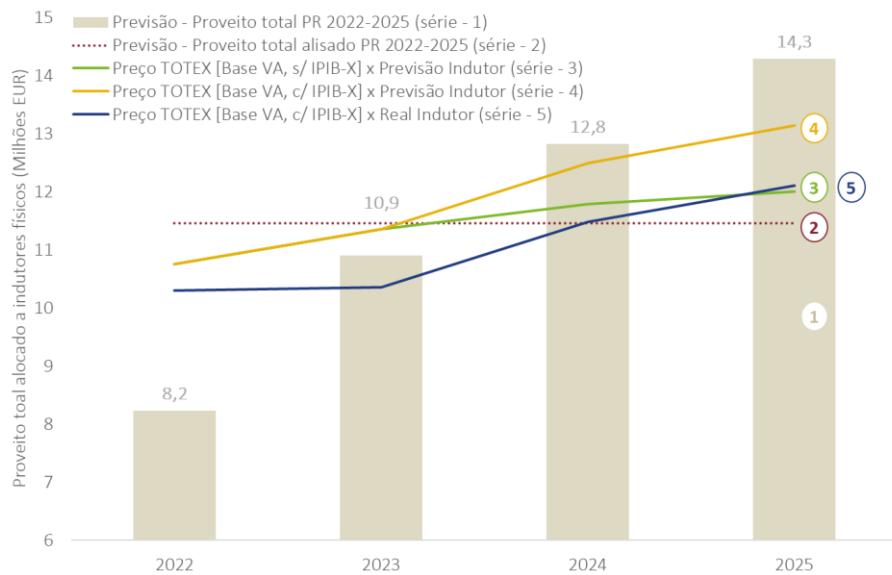


Fonte: ERSE

A Figura 3-12 apresenta o proveito da atividade de TEE (valor anual da parte variável) que foi alocado a ambos os indutores físicos (série 1) e que serviu de base ao cálculo do valor da base de custos do PR de 2022 a 2025, assim como a respetiva anuidade (série 2). Estas duas séries são comparadas com a evolução, sem IPIB-X (série 3) e com IPIB-X (série 4), utilizando as previsões de quantidades dos indutores físicos, apresentados na Figura 3-11 e que serviram de base ao cálculo da base de custos de 2022. Por fim, apresenta-se a evolução dos proveitos reais obtidos pelo operador, apenas a respeitante à componente variável, resultado da evolução do proveito unitários com o IPIB-X e das quantidades reais dos indutores físicos (série 5), ao longo do PR.

Comparando a evolução das séries do proveito do total dos indutores físicos, calculado pelo produto do proveito unitário (séries 3 e 4) com a previsão de quantidades dos respetivos indutores físicos, verifica-se que a atualização do respetivo preço com o IPIB-X resulta num aumento do respetivo proveito. Uma vez que as quantidades reais foram inferiores às previstas, a aplicação destes indutores físicos resulta num proveito real (série 5) inferior.

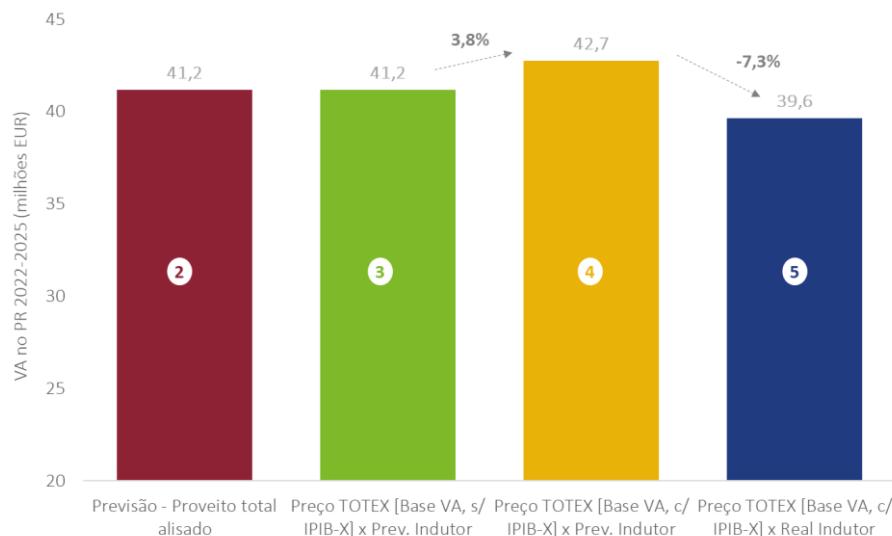
Figura 3-12 – Evolução anual da componente variável do proveito com indutores físicos da atividade de TEE no PR 2022-2025



Fonte: ERSE

A Figura 3-13, analisa a Figura 3-12 no que respeita ao VA no período de 2022 a 2025.

Figura 3-13 – VA⁶⁵ da componente variável do proveito da atividade de TEE no PR 2022-2025



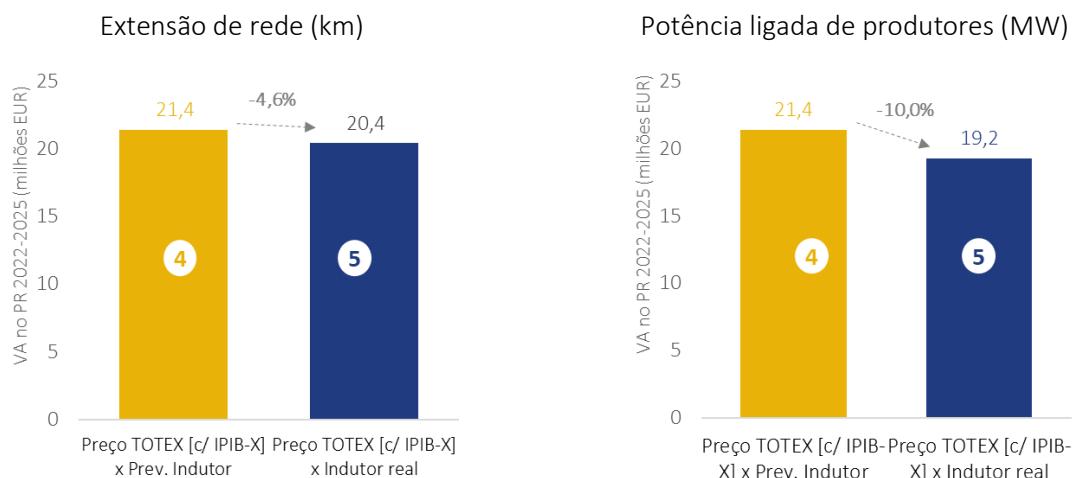
Fonte: ERSE

⁶⁵ VA – Valor global do período de regulação atualizado para o ano de 2022 com a taxa de remuneração da atividade de TEE.

Verifica-se que no PR 2022 a 2025, a aplicação do IPIB-X ao preço unitário previsto resulta num aumento de 3,8% do proveito afeto à componente variável (série 4). No entanto, quando são aplicadas as quantidades reais⁶⁶, resulta numa redução do proveito real afeto à componente variável de -7,3%. Sublinhe-se que esta componente representa uma parcela reduzida do conjunto dos proveitos permitidos da base de custos TOTEX da atividade de TEE (4,2% em 2025).

Até agora foi apresentado o resultado total do proveito afeto à componente variável. Na Figura 3-14, esse proveito é detalhado pelos respetivos indutores físicos, apenas comparando o efeito da diferença entre as previsões e os valores reais dos respetivos indutores físicos (séries 4 e 5).

Figura 3-14 – Variação do VA da componente variável do proveito por indutor físico (previsto e real) no PR 2022-2025



Fonte: ERSE, REN

O indutor físico da potência ligada de produtores foi o que verificou um desvio de quantidades superior, contribuindo com uma redução de 10% no proveito afeto à componente que varia com este indutor, para o agregado do período de regulação de 2022 a 2025. A componente variável dos proveitos associada ao indutor físico da extensão de rede reduziu-se em 4,6%, face ao que ocorreria com os valores previstos do indutor, para o valor agregado ao longo do período de regulação.

Em valor absoluto, resultou naturalmente numa redução total do proveito afeto à componente variável, face a uma situação em que as previsões da empresa se tivessem confirmado. Esta redução não pode ser associada à não recuperação de custos verdadeiramente incorridos pela empresa, mas sim a uma redução

⁶⁶ O ano de 2025 ainda é um valor estimado.

de proveitos resultante da redução do nível de atividade da empresa, medido pelos indutores físicos. A comparação entre proveitos permitidos pela metodologia TOTEX e os custos da atividade de TEE foi ilustrada no ponto 3.2.2

É de realçar que a análise apresentada acima não deve ser diretamente ligada a uma parcela particular da construção da base de custos TOTEX. Estas evoluções respeitam à componente variável do TOTEX, que não é, em si mesmo, nem uma parcela de OPEX nem de CAPEX. No entanto, a calibração do peso da componente variável no início do próximo período de regulação, dependente de indutores físicos deverá ter em consideração os pesos das parcelas base (de OPEX e de CAPEX) que foram incluídas na construção da base de custos TOTEX. Assim, esses pesos deverão ser calibrados consoante os objetivos pretendidos e avaliados em conjunto com as restantes componentes da metodologia de regulação.

DEFINIÇÃO DOS INDUTORES FÍSICOS DE 2026 A 2029

Previamente à definição dos indutores físicos e seguindo o racional descrito no ponto 3.1.2, as parcelas do TOTEX da atividade de TEE não afetadas por restrições económico-financeiras (com um peso de 24,6%) deverão ser repartidas em componente fixa e variáveis.

Nesse exercício, procurar-se-á que a componente fixa dessas parcelas seja superior ao peso do OPEX na base de custos totais de 2026, que é de 10,0% (ver Figura 3-17). Optando por uma repartição 50% para a componente fixa e 50% para a componente variável com indutores físicos, resulta num peso de 12,3% para cada uma delas, cumprindo-se desta forma o pressuposto de ter uma componente fixa com peso superior ao do OPEX. A componente variável (12,3%) foi imputada aos indutores físicos, conforme descrito de seguida.

Para os possíveis indutores físicos identificados pela ERSE, destacando os atualmente em vigor, o Quadro 3-3 apresenta os coeficientes de correlação⁶⁷ entre as séries históricas das grandezas físicas e as séries históricas das rubricas de proveitos que correspondem às parcelas do TOTEX sem restrições (i.e. sobre as quais incidem metas de eficiência). Nesse quadro, apresentam-se as grandezas físicas relacionadas com a dimensão e capacidade da rede e outras representativas dos *outputs* da atividade do operador. A correlação com as amortizações tem particular relevância, uma vez que a rubrica de custo alocada à componente do TOTEX variável com indutores físicos são as amortizações referentes a ativos transferidos

⁶⁷ Foram usadas séries dos dados reais entre 2010 e 2024 e o valor da correlação varia entre -1 e 1.

para exploração a partir de 2022, de acordo com os pressupostos adotados na calibração dos pesos das componentes fixa e variáveis com indutores físicos, conforme descrito no ponto 3.1.2.

Como descrito no mesmo capítulo, numa vertente qualitativa foram avaliadas para cada variável a estabilidade, a exogeneidade, a auditabilidade das grandezas físicas, com uma qualificação em três níveis indicada no Quadro 3-3. Neste quadro são também indicados possíveis sinais regulatórios a transmitir aos operadores por cada uma das grandezas físicas, caso sejam adotadas como indutores do TOTEX.

Quadro 3-3 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores físicos da atividade de TEE⁶⁸

Varáveis físicas	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Sinal regulatório	Amortização Exercício	OPEX Real
Extensão da rede	Alta	Média	Alta	Expansão (territorial) da rede e execução dos PDIRT	0,79	-0,70
Potência firme ligada à rede para produtores	Média	Alta	Média	Acelerar as ligações firmes (entrada) e execução dos PDIRT	0,45	-0,31
Número de subestações	Alta	Média	Alta	Aumento de capacidade da rede e execução dos PDIRT	0,69	-0,65
Potência instalada de transformação/autotransformação	Alta	Baixa	Média	Aumento de capacidade da rede e execução dos PDIRT	0,88	-0,76
Número de painéis	Alta	Baixa	Baixa	Aumento de capacidade da rede e execução dos PDIRT	0,81	-0,69
Potência ativa contratada	Média	Alta	Média	Acelerar as ligações de consumidores (saída)	0,16	0,29
Pot. ligada de produtores + Pot. contratada	Média	Alta	Média	Acelerar a ligação de produção (entrada) e consumo (saída)	0,26	-0,10
Utilização média da rede (entradas)	Alta	Alta	Média	Otimização da capacidade instalada e racionalização de investimento	-0,58	0,32
Consumo referido à emissão	Baixa	Alta	Média	Nível de atividade com risco da procura energia elétrica	0,45	-0,52

Fonte: ERSE

Observa-se que, de um modo geral, as correlações com o OPEX são reduzidas, enquanto que os gastos com amortizações dos ativos apresentam uma elevada correlação positiva com algumas grandezas físicas, como sejam a extensão da rede, número de subestações e painéis, assim como a potência de transformação e autotransformação. Estas correlações, contudo, decorrem de uma análise estatística, que não permite evidenciar as relações causa e efeito entre as variáveis, nomeadamente qual o impacto direto da evolução do comprimento da rede na evolução das amortizações do exercício. No caso da potência ligada à rede para produtores, verifica-se que apresenta menor correlação no período analisado.

Como já aconteceu no período de regulação anterior, em termos de sinais regulatórios, é compreensível dar preferência a grandezas físicas que refletem os *outputs* da atividade de TEE, como sejam a potência ligada à rede de transporte para produtores e a potência requisitada ou contratada nas saídas da rede. Conceptualmente, a agregação destas duas potências permitiria sinalizar, num único indutor, a capacidade do operador para ligar à rede e acomodar as solicitações de qualquer tipo de utilizador da rede (produtor, consumidor, autoconsumidor, armazenamento). Contudo, face à reduzida correlação que se observa na potência contratada, optou-se por não usar esta grandeza, apresentando-se a potência firme ligada para

⁶⁸ Apenas se apresentam algumas grandezas do Quadro 3-2.

produtores como uma boa alternativa de indutor físico, 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. A disponibilização de potência para ligação de produção de eletricidade a partir de fontes renováveis é um dos vetores fundamentais para a descarbonização do setor energético e da economia nacional. Por outro lado, 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 da rede de transporte, 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, nomeadamente através dos processos de licenciamento.

Importa salientar que o indutor escolhido corresponde à potência de ligação de produtores com capacidade firme disponibilizada pela rede, não devendo ser incluída na quantificação deste indutor a disponibilização de capacidade com restrições, que é tratada em incentivo próprio, como descrito no ponto 3.2.5 deste documento.

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.

Por outro lado, pelo facto das previsões de investimento da atividade de TEE para o próximo período de regulação estarem internalizadas no TOTEX, pode ser desejável considerar-se um indutor físico que não

seja exógeno, para responsabilizar as empresas pelas suas previsões, e contrabalançar a exogeneidade do outro indutor, a potência firme ligada para produtores.

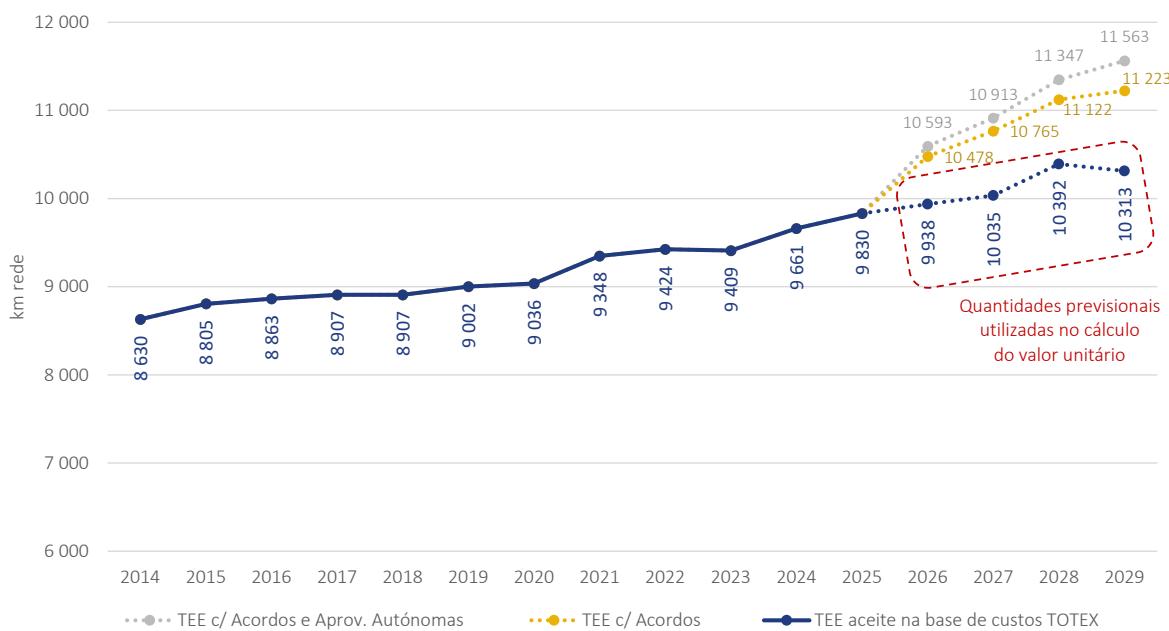
Importa salientar que um indutor físico com maior controlo por parte da empresa, como seja a extensão da rede, implica uma variação no mesmo sentido do investimento. Considerando que o investimento previsto e aceite para o próximo PR (ver ponto 3.2.3.1.2) já está internalizado nas parcelas de CAPEX incluídas na base de custos TOTEX, se as previsões são superiores aos valores reais verificados, o TOTEX será mais elevado, apesar dos custos ocorridos não acompanharem esta tendência, justificando-se que este efeito seja amortecido por via do indutor. De outra forma, estes desvios seriam refletidos na rentabilidade da atividade e viriam a ser corrigidos apenas no final do período de regulação, no caso de se ultrapassar a banda normal do mecanismo de partilha de ganhos e perdas.

Pelos motivos expostos, a ERSE opta por manter os indutores físicos do período de regulação anterior, extensão da rede e potência firme ligada de produtores, para a componente variável da metodologia de regulação por incentivos ao TOTEX da atividade de TEE. Salienta-se que o facto de ambos serem passíveis de verificação, através de auditorias específicas e de monitorização pela ERSE com base em diferentes fontes, tem um efeito atenuador de assimetrias de informação entre regulador e empresa.

A evolução histórica e as previsões da REN para estas duas grandezas físicas apresentam-se na Figura 3-15 e na Figura 3-16. As figuras apresentam os efeitos no período de regulação 2026 a 2029 nestas grandezas físicas provenientes de ligações à rede de transporte por via de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo e por via de investimentos aprovados autonomamente ao PDIRT-E. No primeiro caso, por se tratarem de investimentos totalmente comparticipados, os mesmos não têm impacto nas parcelas de CAPEX da base de custos TOTEX, embora as parcelas de OPEX possam ser afetadas por estes investimentos. No segundo caso, na sequência da revisão do RT e em consonância com as decisões de parametrização da base de custos TOTEX, tais investimentos serão reconhecidos no cálculo dos ajustamentos da atividade de TEE e fora da metodologia TOTEX, quando forem transferidos para exploração.

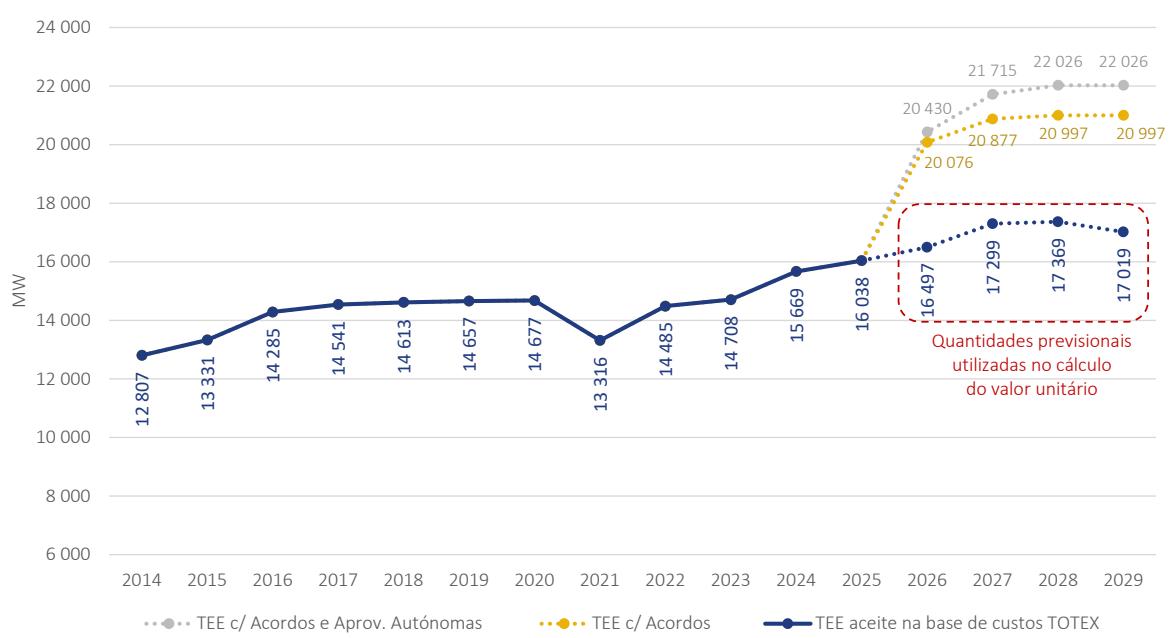
Neste sentido, as quantidades previstas para estes indutores físicos, que foram usadas na calibração dos proveitos unitários aplicados no TOTEX do período de regulação 2026 a 2029, excluem as diretamente associadas aos dois tipos de investimentos referidos (Acordos e Aprovações Autónomas). Com este pressuposto, para ambos os indutores as previsões de evolução têm trajetórias regulares no período de regulação 2026-2029, que se adequam a uma metodologia do tipo *revenue cap*.

Figura 3-15 - Evolução da extensão da rede de transporte no período de 2014 a 2029



Fonte: ERSE, REN

Figura 3-16 - Evolução da potência firme ligada à rede de transporte para produtores no período de 2014 a 2029



Fonte: ERSE, REN

Como referido no ponto 3.1.2, o valor unitário em 2026 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. Nas figuras acima estão assinaladas as quantidades usadas nesse cálculo para os dois indutores.

Esta opção tem impacto no proveito permitido do ano 2026 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 inicialmente 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 e com indutores físicos) e à componente fixa. É também ilustrado o recálculo da base de custos TOTEX em 2026, que se torna necessário devido à metodologia de obtenção do valor unitário a aplicar aos indutores físicos.

Figura 3-17 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de TEE e recálculo do TOTEX para o ano 2026 por aplicação dos indutores físicos

1 - Componentes iniciais da Base de custos TOTEX PR 2026-2029			2 - Desagregação da Base de custos TOTEX por média do indutor no PR 2026-2029			3 - Recálculo da Base de custos TOTEX para o ano 2026, com valor do indutor em 2026			
Componentes TOTEX TEE a distribuir por Indutores	% TOTEX Total PR 2026-2029	Montante (milhares EUR)	Componentes TOTEX TEE	Peso PR 2026-2029	(A) = Valor unitário Indutor 2026	Indutor	(B) = Valor do Indutor T2026	(A) x (B) = Montante de cada componente (milhares EUR)	Peso T2026
CAPEX - Remuneração RAB pré 2022 (Sem prémio, a custos reais)	11,5%	37 919	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))	11,5%	612,58581	Tx. remuneração*fator neutralização eficiência	6,19%	37 919	11,6%
CAPEX - Remuneração RAB pré 2022 (Com prémio, a custos de referência)	15,3%	50 389	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))	15,3%	726,07323	Tx. Remuneração CRef*fator neutralização eficiência	6,94%	50 389	15,4%
CAPEX - Amortizações pré 2022 (Sem prémio, a custos reais)	16,5%	54 358	Componente variável unitária - Componente com ajustamento meta de eficiência pré 2022 (€Milhões/fator neutralização eficiência)	31,9%	104,85802	fator neutralização eficiência	1	104 858	32,0%
CAPEX - Amortizações pré 2022 (Com prémio, a custos de referência)	15,4%	50 500							
CAPEX - Remuneração RAB pós 2022	16,7%	54 756	Componente variável unitária- Condições de financiamento pós 2022, ajustado de meta de eficiência (€Milhões/(Tx. remuneração*fator neutralização eficiência))	16,7%	884,59216	Taxa de remuneração*fator neutralização eficiência	6,19%	54 756	16,7%
CAPEX - Amortizações pós 2022	14,6%	48 104	Componente variável unitária - Potência Ligada Produtores rede transporte (€/MVA)	6,146%	1 186,12990	Pot. Ligada Produtores (MVA)	16 497	19 568	6,0%
OPEX	10,0%	32 711	Componente variável unitária - Kms de rede (€/Km)	6,146%	1 988,96815	Kms de rede (kms)	9 938	19 766	6,0%
TOTEX Total PR 2026-2029		100%	TOTEX Total T2026	100%			327 664	100%	
-1 074 milhares de euros									

Fonte: ERSE, REN

Devido à metodologia usada para calcular os valores unitários das componentes variáveis dos indutores físicos, que internaliza as quantidades futuras, verifica-se que ao recalcular o TOTEX aplicando os valores unitários à potência ligada de produtores e à extensão da rede previstas para 2026, obtém-se um valor de

proveitos em 2026 cerca de 1,074 milhões de euros abaixo da base de custos TOTEX determinada no ponto 3.2.3.1, sendo esta diferença naturalmente anulada ao longo do período de regulação com a evolução da atividade.

POTENCIAIS INDUTORES A APLICAR NA TEE EM PERÍODOS DE REGULAÇÃO SEGUINTES

Como descrito no final do ponto 3.1.2, a ERSE iniciou análises de possíveis indutores a adotar futuramente na metodologia de incentivos aplicada ao TOTEX, pretendendo aprofundá-las durante período de regulação de 2026 a 2029. Estes indutores devem reforçar os incentivos à eficiência do TOTEX, dando sinais de indiferença quanto à natureza de custo (CAPEX ou OPEX), levando o operador de rede a procurar a combinação mais eficiente dos recursos nas suas decisões para o médio e longo prazo. Com o racional referido no mesmo ponto 3.1.2, um dos possíveis indicadores que pode suportar um indutor com estas características é a utilização da capacidade instalada nas redes. O primeiro passo será a concretização dos conceitos e metodologias subjacentes ao cálculo de tais indicadores de utilização da capacidade nas redes. Para permitir a sua aplicação como indutor do TOTEX, terá de abranger a totalidade da rede e ser calculado em base anual.

Numa abordagem exploratória e recorrendo a dados da rede de transporte disponíveis publicamente⁶⁹, a ERSE calculou uma série histórica para alguns indicadores que refletem a utilização da capacidade da RNT. Em concreto foram calculados rácios entre as potências (máxima e média) agregadas das entradas da RNT e a potência de transformação instalada nas subestações. A Figura 3-18 ilustra a evolução das potências máxima e média em base diária, assim como a sua evolução anual, em comparação com a potência de transformação⁷⁰ e a potência ligada de produção, enquanto a Figura 3-19 apresenta os rácios acima mencionados.

⁶⁹ Através do [REN Data Hub](#). Dados atualizados até ao final do mês de novembro de 2025.

⁷⁰ Referenciada ao fim do ano e excluindo a potência de autotransformação e a potência de transformação instalada em clientes.

Figura 3-18 – Evolução da potência máxima e média nas entradas da RNT⁷¹

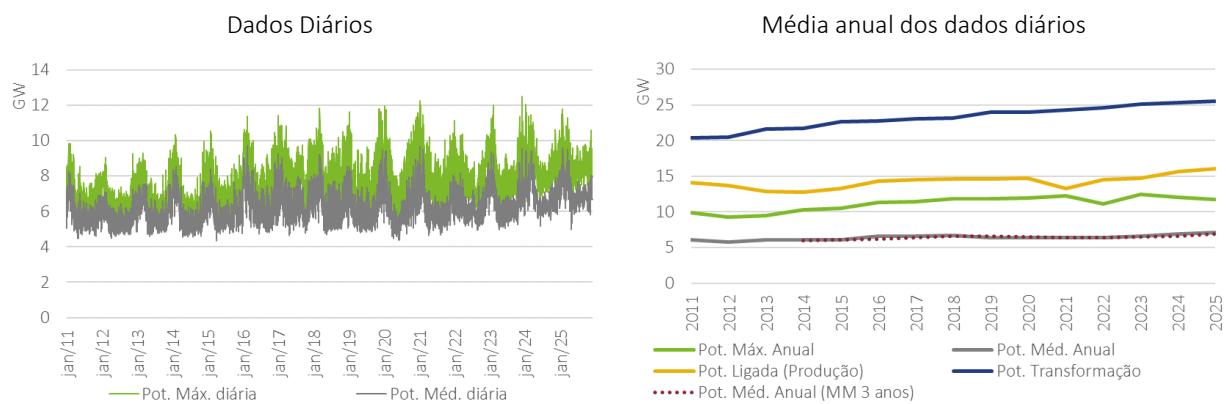
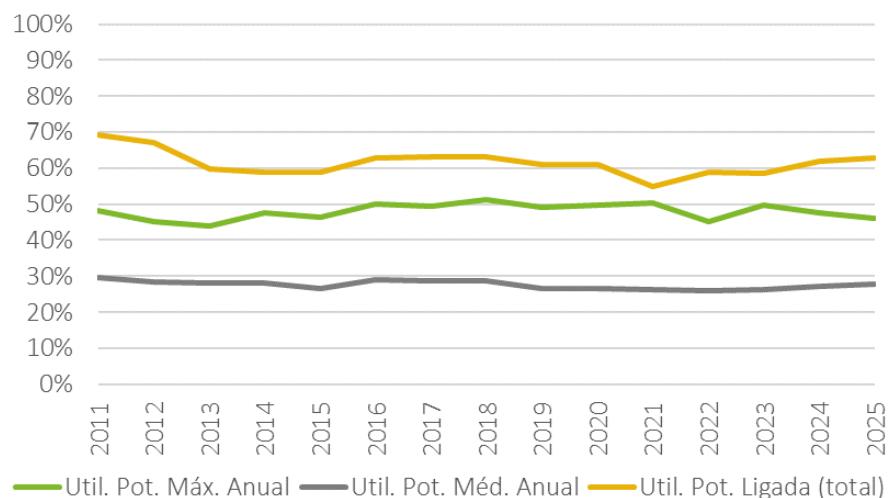


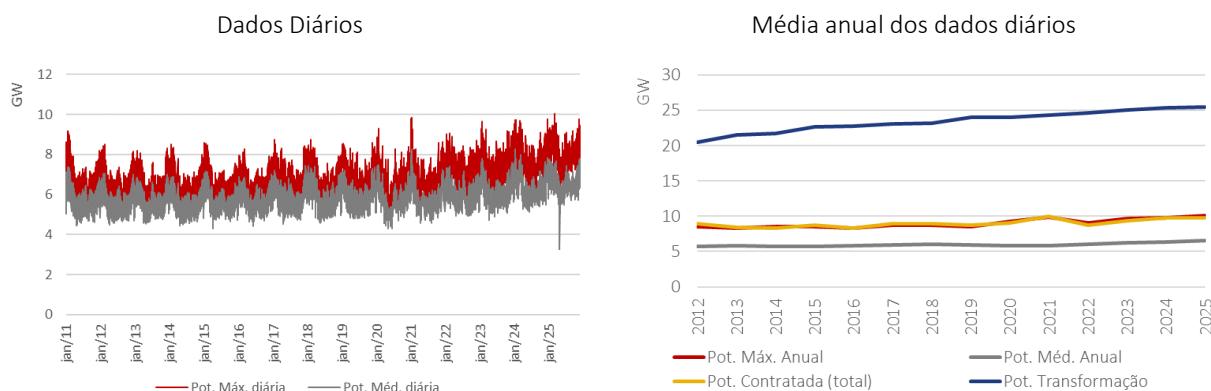
Figura 3-19 – Indicadores de utilização da capacidade da RNT através do rácio entre potências máxima e média nas entradas e a potência de transformação



A Figura 3-20 e a Figura 3-21 apresentam a mesma análise, mas na perspetiva das saídas agregadas da RNT. Neste caso, as potências máxima e média nas saídas são comparadas com a potência de transformação⁷² e com a potência contratada.

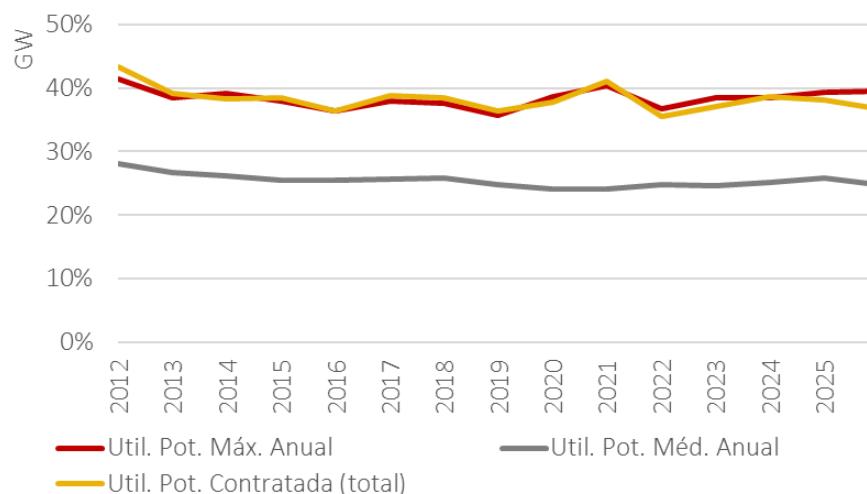
⁷¹ Obtido através de dados horários recolhidos do REN Data Hub, com dados atualizados até ao final do mês de novembro de 2025. Foram agregados os dados das entradas na RNT, incluindo as interligações no sentido importador. A potência máxima diária, corresponde ao máximo registado nas 24 horas do dia e a potência média diária, corresponde à energia diária sobre 24 horas. Os valores anuais correspondem ao valor máximo/médio determinado com a totalidade das horas do ano.

⁷² Referenciada ao fim do ano e excluindo a potência de autotransformação e a potência de transformação instalada em clientes.

Figura 3-20 – Evolução da potência máxima e média nas saídas da RNT⁷³

Nota: Não inclui a potência nas interligações no sentido exportador.

Figura 3-21 – Indicadores de utilização da capacidade da RNT através do rácio entre potências máxima e média nas saídas e a potência de transformação



Conceptualmente, a ERSE considera que o indicador que transmite o sinal que promove a maior eficiência no custo total é a utilização média da capacidade da rede, uma vez que contribui para atenuar o efeito de acorrer ao sinal da potência máxima solicitada à rede sem a devida ponderação de soluções alternativas à instalação de capacidade adicional.

⁷³ Obtido através de dados horários recolhidos do REN Data Hub, com dados atualizados até ao final do mês de novembro de 2025. Foram agregados os dados das saídas da RNT, excluindo as interligações no sentido exportador. A potência máxima diária, corresponde ao máximo registado nas 24 horas do dia e a potência média diária, corresponde à energia diária sobre 24 horas. Os valores anuais correspondem ao valor máximo/médio determinado com a totalidade das horas do ano.

Sem prejuízo desta visão conceptual, no decorrer do período de regulação 2026-2029, importará aprofundar a recolha de dados e conceitos subjacentes a estes indicadores em conjunto como o operador da RNT, bem como avaliar a sua viabilidade para ser utilizado como um indutor na metodologia TOTEX e os princípios de calibração a seguir, em períodos de regulação subsequentes. Dado o caráter inovatório, a ERSE tem presente que a adoção de um indutor com estas características terá de ser gradual e com risco controlado para o operador da RNT.

3.2.3.3 META DE EFICIÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE TEE

A definição da meta de eficiência a aplicar no período de regulação 2026-2029 baseou-se na análise à evolução dos custos de OPEX e de TOTEX da atividade de TEE e no estudo de *benchmarking* internacional realizado entre 2021 e 2024 (Project CEER-TCB21 - *Pan-European cost-efficiency benchmark for electricity Transmission System Operators*). Os resultados deste *benchmarking* europeu, nos quais participaram vários operadores de redes de transporte, foram comunicados à REN.

Através da análise de desempenho da TEE, conclui-se que a empresa tem registado uma diminuição sustentada ao nível do OPEX unitário, verificando-se que os custos reais se têm mantido inferiores aos custos aceites definidos pela ERSE no início de cada período de regulação. Uma vez que a meta de eficiência definida será aplicada não apenas ao OPEX, mas também a uma componente de CAPEX, importa considerar a evolução do TOTEX. A empresa tem demonstrado capacidade de obter ganhos também ao nível do TOTEX unitário, que não só tem diminuído, como se tem mantido inferior aos valores aceites pela ERSE, como anteriormente se ilustrou na Figura 3-5.

Pela análise do estudo de *benchmarking* internacional, pode-se concluir que, a nível europeu, a REN é uma das operadoras mais eficientes em termos de custos. Relativamente ao exercício de *benchmarking* anterior, que se realizou em 2018 e 2019 (Project CEER-TCB18), a empresa evidenciou uma melhoria do seu desempenho. Importa, contudo, sublinhar que os modelos utilizados neste estudo assentam no pressuposto de que as decisões de investimento são corretas, isto é, não avaliam a adequação do investimento às necessidades da atividade, o que pode limitar a sua adequação na avaliação da eficiência económica.

Deste modo, a ERSE entende que, face: i) ao percurso de diminuição dos custos apresentado pela empresa, não só em termos absolutos, mas também quando comparado com outras atividades reguladas; ii) ao muito bom posicionamento da eficiência da atividade de transporte desenvolvida pela REN face às suas congêneres europeias; iii) à repartição de ganhos efetuada na definição da componente OPEX da base de custos TOTEX; iv) aos ajustamentos efetuados ao nível da componente CAPEX; e v) à estimativa para a

evolução decorrente do progresso tecnológico⁷⁴, é adequado reduzir a meta de eficiência, de 1,5% para 0,50%.

3.2.3.4 RESUMO DE PARÂMETROS DA METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS DA ATIVIDADE DE TEE

O Quadro 3-4 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029.

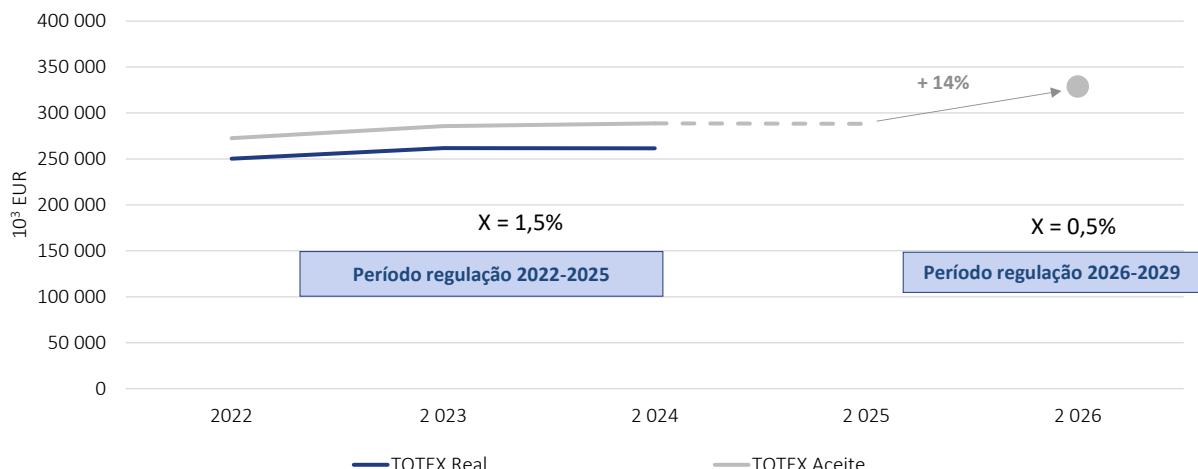
Quadro 3-4 - Parâmetros da metodologia TOTEX para o período de regulação 2022-2025 – Atividade de TEE

	2026	2027-2029
Base de custos TOTEX (milhares de euros)	327 664	
Fator de eficiência	0,50%	
Componente variável unitária - Potência Ligada Produtores rede transporte (€/MVA)	1 186,12990	
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))	612,58581	
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))	726,07323	
Componente variável unitária - Componente com ajustamento meta de eficiência pré 2022 (€Milhões/fator neutralização eficiência)	104,85802	
Componente variável unitária- Condições de financiamento pós 2022, ajustado de meta de eficiência (€Milhões/(Tx. remuneração*fator neutralização eficiência))	884,59216	
Componente variável unitária - Kms de rede (€/Km)	1 988,96815	
Componente Fixa (€Milhares)	40 408	

A evolução dos proveitos permitidos da base de custos TOTEX até 2026 consta da Figura 3-22.

⁷⁴ Conforme os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição».

Figura 3-22 – Evolução da base de custos TOTEX para o novo período de regulação – atividade de TEE



Fonte: ERSE

3.2.4 PARÂMETROS DO MECANISMO DE PARTILHA DE GANHOS E PERDAS PARA A ATIVIDADE TEE

3.2.4.1 ENQUADRAMENTO

Como referido no capítulo 3.1.3, neste novo período de regulação mantém-se a aplicação de um mecanismo de partilha de ganhos ou perdas ocorridos no período de regulação⁷⁵. Este mecanismo é ativado apenas a partir de determinados limiares, ou *spread*, do diferencial da rentabilidade real média da atividade, ao longo dos 4 anos do período de regulação, face à respetiva taxa de remuneração, ou custo de capital, definida pela ERSE.

Para a atividade de TEE, no período de regulação 2022-2025 definiu-se um limiar, ou *spread*, de 0,625% para o início da banda moderada, a partir da qual a empresa partilha 50% do diferencial de rentabilidade face à taxa de remuneração definida pela ERSE, e um limiar, ou *spread*, de 1,50% para o início da banda extrema, a partir da qual a empresa partilha a totalidade desse diferencial.

De acordo com a informação disponível até ao momento (informação real até 2024 e informação previsional para 2025), estima-se que a REN deverá obter, no período de regulação 2022-2025, um ganho de rentabilidade face à taxa de remuneração média definida pela ERSE próximo, mas abaixo, do primeiro

⁷⁵ N.º 5 do artigo 117.º, n.º 5 do artigo 125.º e n.º 5 do artigo 124.º do RT. A justificação e a mecânica deste incentivo encontram-se detalhados nos documentos associados à [Consulta Pública n.º 101](#).

limiar de partilha, de 0,625%⁷⁶, pelo que deverá ser integralmente retido pela empresa. Recorde-se que o desvio final decorrente deste mecanismo apenas será fechado em definitivo em 2026, com a disponibilização da informação real (e auditada) de 2025 para o exercício tarifário de 2027.

Além de eficiências obtidas ao nível do OPEX, face aos valores incorporados na componente OPEX da base de custos inicial para o período de regulação 2022-2025, como evidenciado na Figura 3-4, estes ganhos decorreram também da componente CAPEX, devido a um certo adiamento da execução de investimentos, como detalhado no capítulo 3.2.3.1.2. O Quadro 3-5, que compara as previsões de transferências para exploração da REN no início do período de regulação 2022-2025⁷⁷ com os valores efetivamente incorridos até 2024 e previstos para 2025, demonstra este efeito. Sublinhe-se que, como a informação do ano de 2025 é ainda previsional, quaisquer desvios face ao valor de investimentos previsto, superior ao realizado nos últimos anos, contribuirá para um aumento do desvio de rentabilidade que se estima atualmente.

Quadro 3-5 – Comparação de valores de investimento em exploração previstos pela REN com os executados – 2021 a 2025

PR 2022-2025						
Valores em milhares de euros	2021R	2022R	2023R	2024R	2025P	Total
Investimento em exploração, líquido de comparticipações - Previsões REN em 2021	222 342	170 293	144 081	104 592	53 601	694 909
Investimento em exploração, líquido de comparticipações - Valor executado (2021-2024) e previsão para 2025 em T2026	221 654	63 898	121 408	139 943	213 027	759 931
Diferença	-688	-106 394	-22 672	35 351	159 427	65 023
Variação % (executado vs previsto)	-0,3%	-62,5%	-15,7%	33,8%	297,4%	9,4%
						-14,7%

Fonte: ERSE, REN

3.2.4.2 PARÂMETROS

Neste quadro, para definir os *spreads* para a banda moderada e para a banda extrema para o período de regulação 2026-2029 ponderaram-se os critérios definidos em termos gerais no capítulo 3.1.3, adaptados às especificidades e ao contexto da atividade de TEE.

Dessa análise conclui-se que existem alguns argumentos que poderiam justificar a definição de *spreads* inferiores aos do período de regulação 2022-2025:

⁷⁶ Se as previsões da REN para 2025 se concretizarem, o acréscimo de rentabilidade anual poderá ser de cerca de +0,5% no período de regulação 2022-2025.

⁷⁷ Apresenta-se o ano de 2021 porque, à data da definição da base de custos TOTEX para o período de regulação 2022-2025 este valor era ainda previsional.

- Incerteza quanto à capacidade de a empresa executar o elevado volume de investimentos previsto para os próximos anos, evidenciado na Figura 3-6.
 - A regulação por incentivos pretende premiar a obtenção de ganhos de eficiência e não os obtidos pelo mero atraso da calendarização de obras planeadas, mesmo que por motivos alheios aos operadores de rede.
- Incerteza quanto ao volume de investimentos que poderá ser necessário para garantir o cumprimento dos desafios da eletrificação.
 - No sentido inverso ao do ponto anterior, no atual contexto podem surgir necessidades urgentes de realização de investimentos não planeados, pelo que bandas mais apertadas conferem uma maior proteção à rentabilidade e solvabilidade da empresa.
- Manutenção do incentivo IMDT, detalhado no capítulo 3.2.5.
 - Este incentivo não é considerado no cálculo do mecanismo de partilha, para não se desvirtuarem os seus objetivos, mas permite à empresa a obtenção de proveitos permitidos adicionais, com impacte direto na sua rentabilidade, caso cumpra as metas nele previstas.

Contudo, o grau de redução das bandas não deveria comprometer a manutenção de um incentivo TOTEX relativamente forte, para levar a empresa a tentar obter ganhos de eficiência e de alocação de gastos entre OPEX e CAPEX, desenvolvendo e implementando soluções inovadoras. Esta posição foi defendida pelo Conselho Tarifário no seu parecer à proposta de tarifas para 2026.

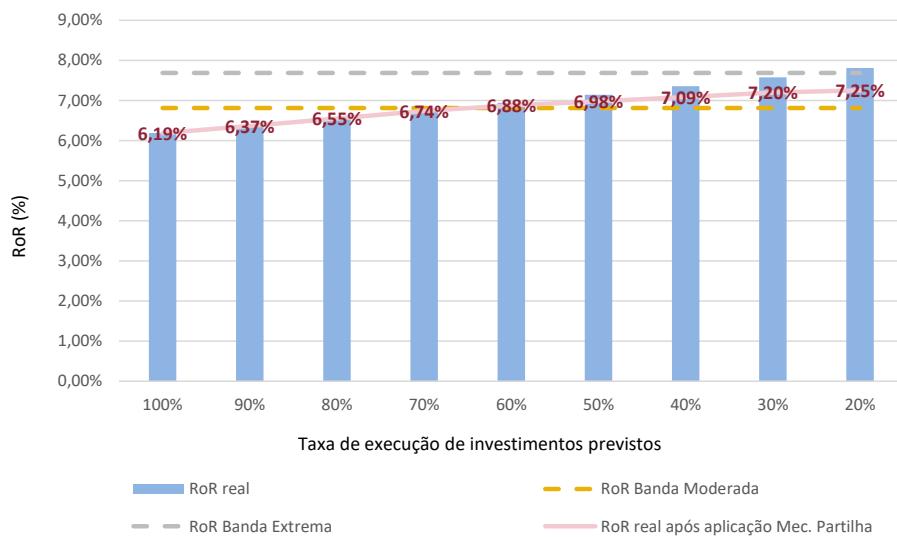
Assim, para avaliar qual o grau de redução de bandas que seria razoável para incorporar a preocupação relativa à execução de investimentos, mas sem comprometer a eficácia do incentivo TOTEX, efetuou-se uma simulação simplificada⁷⁸ do impacte da execução dos investimentos na rentabilidade da atividade de TEE, no período de regulação 2026-2029. Nesta simulação aplicou-se a taxa de remuneração dos ativos líquidos definida para o período de regulação 2026-2029, que se detalha no capítulo 4.

Os resultados desta simulação simplificada⁷⁹, aplicando as bandas do período de regulação 2022-2025, são apresentados na Figura 3-23.

⁷⁸ Esta simulação não pretende refletir a evolução esperada da rentabilidade da atividade de TEE, apenas exemplificar, de uma forma simples, o potencial efeito de diferentes graus de execução de investimento, com base em determinados pressupostos. Assim, considerou-se apenas a taxa de remuneração definida pela ERSE no capítulo 4 para os ativos valorizados a custos reais, sem qualquer efeito do prémio aplicado aos ativos valorizados a custos de referência.

⁷⁹ Note-se que esta simulação simplificada não pretende refletir a realidade nem a probabilidade de a empresa poder vir a não realizar investimentos, representa apenas um suporte de análise, que incluiu a ponderação de vários fatores, como referido.

Figura 3-23 – Impacte da eficácia na execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas do período de regulação 2022-2025

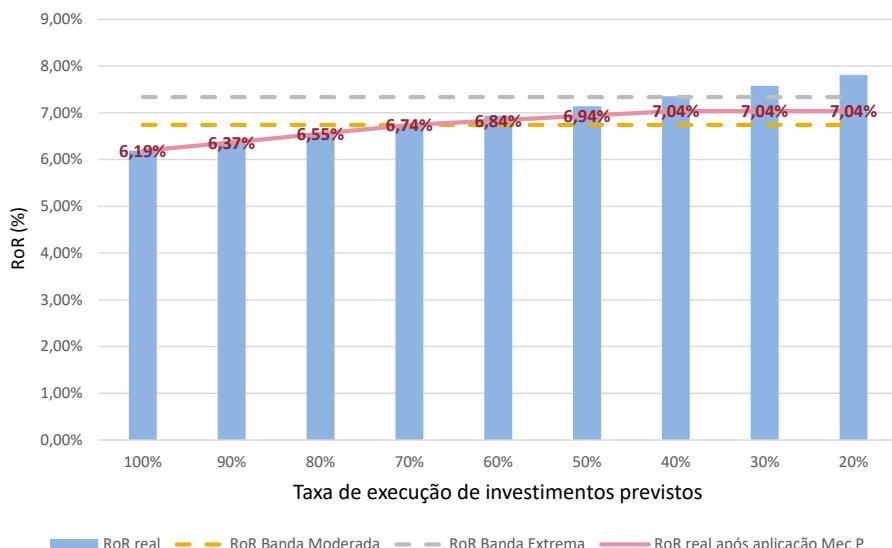


Fonte: ERSE, REN

Conclui-se que, se se mantivessem as bandas do mecanismo de partilha com os consumidores, essa apenas ocorreria a partir de taxas de execução de investimentos perto dos 60% (interceção das curvas a amarelo e rosa).

Caso se reduzisse o *spread* da banda extrema para 1,150p.p. (face a 1,50p.p.) e o *spread* para a definição da banda moderada para 0,550p.p. (face a 0,625p.p.), os resultados da simulação anterior seriam os apresentados na Figura 3-24. Com estas bandas alternativas, a partilha de rentabilidade com os consumidores passaria a ocorrer a partir de desvios inferiores de execução de investimentos face ao planeado (grau de execução inferior a 70%), limitando-se também a rentabilidade máxima possível.

Figura 3-24 – Impacte da eficácia da execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas alternativas para o período de regulação 2026-2029



Fonte: ERSE, REN

De acordo com as simulações efetuadas, a redução das bandas na amplitude analisada não comprometeria o incentivo à obtenção de ganhos de eficiência e de inovação por parte dos operadores, subjacente à metodologia TOTEX, dando-lhes uma margem de ganhos suficientemente ampla. Observa-se que o valor máximo de rentabilidade com as bandas alternativas não diverge significativamente do que se obteria com a manutenção das bandas.

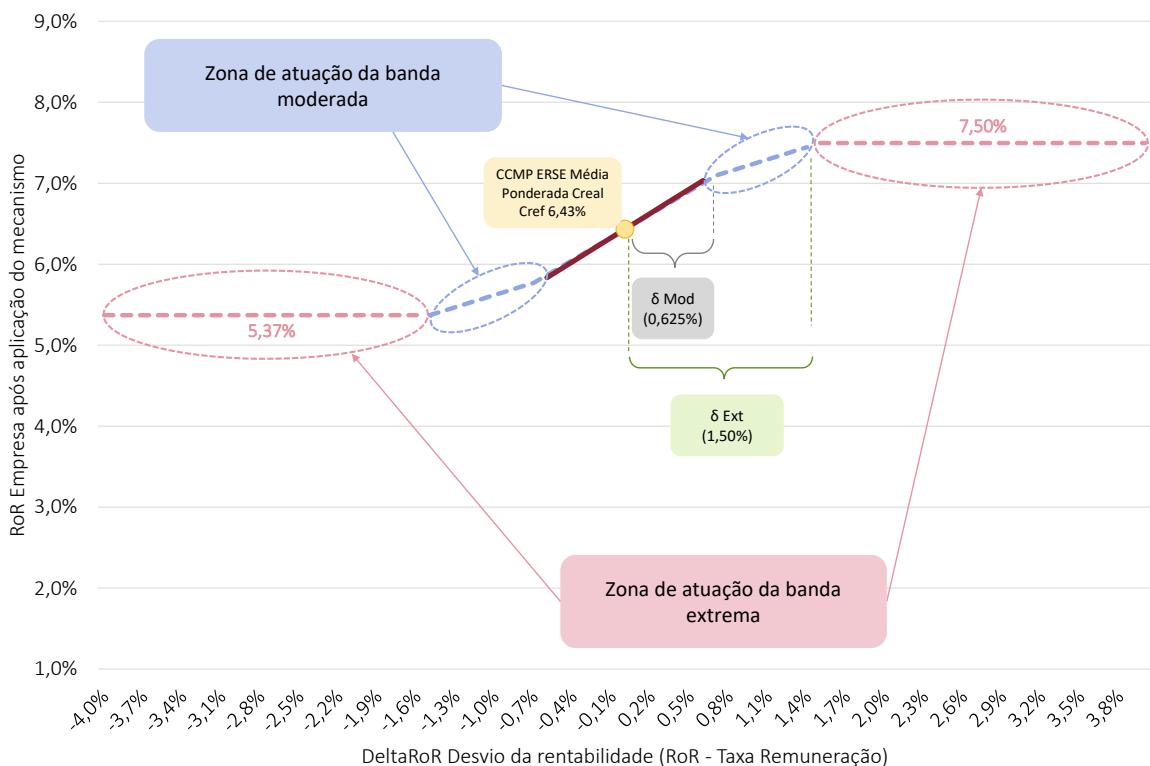
Contudo, reconhece-se que, não se tendo ainda aplicado este mecanismo em definitivo a um período de regulação completo, uma vez que apenas foi introduzido em 2022, poderá ser prematuro efetuar já uma alteração das suas bandas, sem se dispor de informação mais abrangente sobre o impacte deste mecanismo nas decisões dos operadores.

Este foi um dos argumentos avançados pelo Conselho Tarifário nos seus comentários à proposta tarifária para 2026, ao recomendar que a ERSE não estreitasse as bandas, tal como previsto na proposta de parâmetros submetida a parecer. Por este motivo, no período de regulação 2026-2029 serão mantidas as bandas do mecanismo de partilha aplicadas no período de regulação 2022-2025: **o spread da banda extrema δ_{URT}^{EXT} adotado para a TEE será de 1,50pp e o valor do spread para a definição da banda moderada δ_{URT}^{MOD} mantém-se em 0,625pp.**

No final do período de regulação, a ERSE reavaliará a manutenção dessas bandas, considerando a evolução da execução dos investimentos previstos e as respetivas justificações pelos operadores.

O resultado da manutenção das bandas, em termos de simulação global do intervalo de valores possíveis de rentabilidade a obter pela empresa, apresenta-se na figura seguinte.

Figura 3-25 – Simulação⁸⁰ de intervalo de variação da rentabilidade efetiva da atividade de TEE, no período de regulação 2026-2029, após aplicação do mecanismo de partilha



Fonte: ERSE, REN

De acordo com os pressupostos utilizados nesta simulação global, 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 desvio máximo anual obtido representa cerca de 30% dos proveitos da TEE sujeitos a metas de eficiência (OPEX e componente de amortizações do CAPEX pós 2022), caso a atividade se mantivesse estável ao longo do período de regulação.

⁸⁰ Nesta simulação considerou-se como taxa de remuneração definida pela ERSE a que resulta da média entre a taxa de remuneração definida para os ativos valorizados a custos reais e a taxa de remuneração com prémio, aplicada aos ativos valorizados a custos de referência, ponderada pelo peso dos respetivos ativos no ativo total, uma vez que esta será a taxa média considerada na aplicação do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

O desvio máximo anual de lucros permitidos reais que está 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 capítulo 3.3.4. 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. 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 2026-2029.

Quadro 3-6 – Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de TEE para o período de regulação 2026-2029

Parâmetro	Descrição	Valor PR 2026-2029
$\delta_{\text{URT}}^{\text{MOD}}$	<i>spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda moderada de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	0,625%
$\delta_{\text{URT}}^{\text{EXT}}$	<i>spread</i> , em pontos percentuais, que define o início da banda extrema de rentabilidade da atividade de Transporte de Energia Elétrica	1,50%

3.2.5 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT (IMDT)

BREVE DESCRIÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

O mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT) encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico. Foi primeiro aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, publicado

no Diário da República, 2.ª série, de 23 de agosto, e depois revisto no âmbito da revisão do Regulamento Tarifário ([Consulta Pública da ERSE n.º 134](#)).

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 comprehende 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, e atribuição de capacidade de rede na modalidade de acesso com restrições.

O incentivo é composto por 2 parcelas distintas, uma primeira, **IMDT₁**, que abrange as componentes C1, C2 e C3, e que, no geral, mantém o funcionamento do IMDT que em vigor no período regulatório 2022-25:

- C1 – Manutenção da disponibilidade do equipamento da RNT
- C2 - Manutenção da qualidade de serviço técnica da RNT
- C3 - Disponibilização de capacidade de interligação para fins comerciais

Já a segunda parcela, **IMDT₂**, abrange as 2 componentes associadas ao acesso com restrições, designadamente C4 e C5, num esquema idêntico ao da parcela IMDT₁, em que a componente C4, relativa à capacidade de injeção na rede tem um peso superior à componente C5, relativa ao consumo

- C4 - Atribuição de capacidade de injeção na rede na modalidade de acesso com restrições para instalações de produção ou de armazenamento autónomo
- C5 - Atribuição de capacidade de alimentação de consumo pela rede, na modalidade de acesso com restrições

COMPONENTE 1 – INCENTIVO À 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 reais⁸¹, incluindo o próprio ano de aplicação do incentivo (P_{DISP}). A disponibilidade é determinada de acordo com o indicador Tcd ⁸² 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.

É um incentivo de base anual, com um funcionamento de natureza “ON/OFF, ou seja, o ORT apenas pode atingir o prémio máximo da parcela $IMDT_1$, caso cumpra os requisitos associados à disponibilidade, expressos pelos indicadores I_{DISP} e P_{disp} :

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

VALOR DE REFERÊNCIA

Esta componente do incentivo $IMDT$ já vem sendo aplicada em incentivos aplicados ao longo de vários períodos regulatórios passados, designadamente no “Incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU)” e no “Incentivo à Racionalização Económica do Investimento (IREI)”, tendo a ERSE mantido inalterado o valor de referência nesse período em ($P_{Disp\ ref}$) = 97,50%.

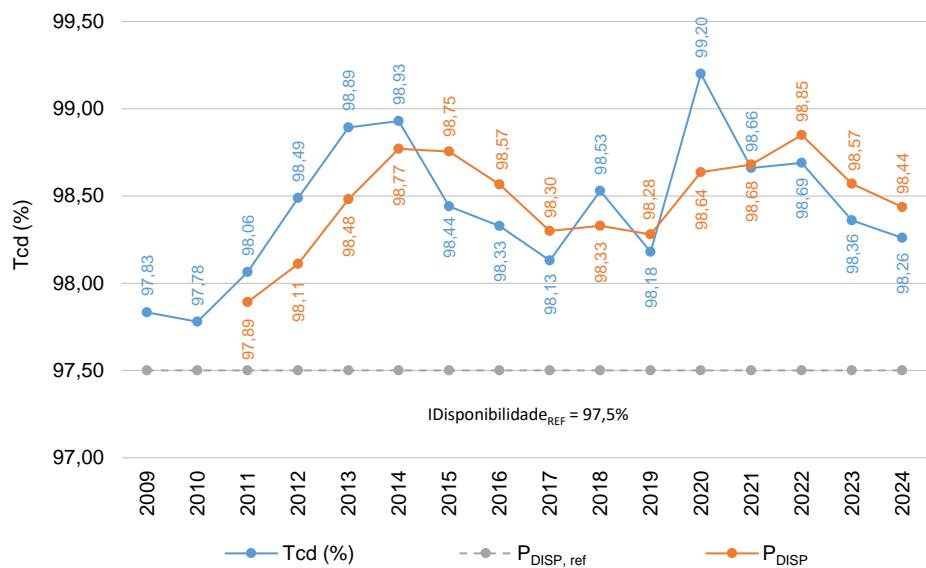
A manutenção do valor deve-se ao facto de se considerar que a disponibilidade dos elementos da RNT está, pelo menos, ao nível das outras redes de transporte europeias de eletricidade, e por isso, não existe justificação para ser mais exigente com o operador da RNT, penalizando o ORT apenas caso se considere que a disponibilidade é fortemente afetada, abaixo deste valor de referência.

Em termos históricos, esta foi a evolução do indicador Tcd e respetiva média móvel 3 anos.

⁸¹Como exemplo, para o cálculo do ano de 2026, o indicador terá em conta os dados reais dos anos de 2024, 2025 e 2026

⁸² 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.

Figura 3-26 - Evolução da taxa combinada de disponibilidade



PONDERADOR DA COMPONENTE C1 (α_1)

A ERSE decide manter inalterado o peso relativo da componente C1 do incentivo face às componentes C2 e C3, em linha com o ocorrido no período regulatório anterior, fixando o valor de $\alpha_1 = 1,0$.

Quadro 3-7 – Proposta de parâmetros da componente 1 do IMDT

Parâmetro do incentivo	Valor proposto
Valor de referência ($P_{DISP\ ref}$)	97,50%
Ponderador indicador C1 (α_1)	1,0

COMPONENTE 2 – INCENTIVO À MANUTENÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO TÉCNICA DA RNT (I_{ast})

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 reais⁸³, incluindo o próprio ano de aplicação do incentivo (P_{QST}), sendo o indicador de continuidade de serviço TIE determinado conforme o estabelecido no Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS)⁸⁴.

Assume-se que, para efeito do cálculo deste indicador, o valor de TIE utilizado neste cálculo não considera os incidentes classificados pela ERSE como eventos excepcionais.

Para cada ano, é verificado se o valor da média móvel de 3 anos (P_{QST}) é ou não superior a um valor de referência ($P_{QST\ ref}$).

É um incentivo de base anual, com um funcionamento de natureza “ON/OFF, ou seja, o ORT apenas pode atingir o prémio máximo resultante das várias componentes do Incentivo IMDT₁, caso cumpra os requisitos associados à qualidade de serviço, expressos pelos indicadores I_{QST} e P_{QST} , que corresponde ao valor máximo de TIE aceite. Caso o valor apurado seja superior ao limite de referência, o indicador I_{QST} terá valor zero; caso seja inferior ou igual, o indicador assume o valor unitário, de acordo com a seguinte expressão:

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

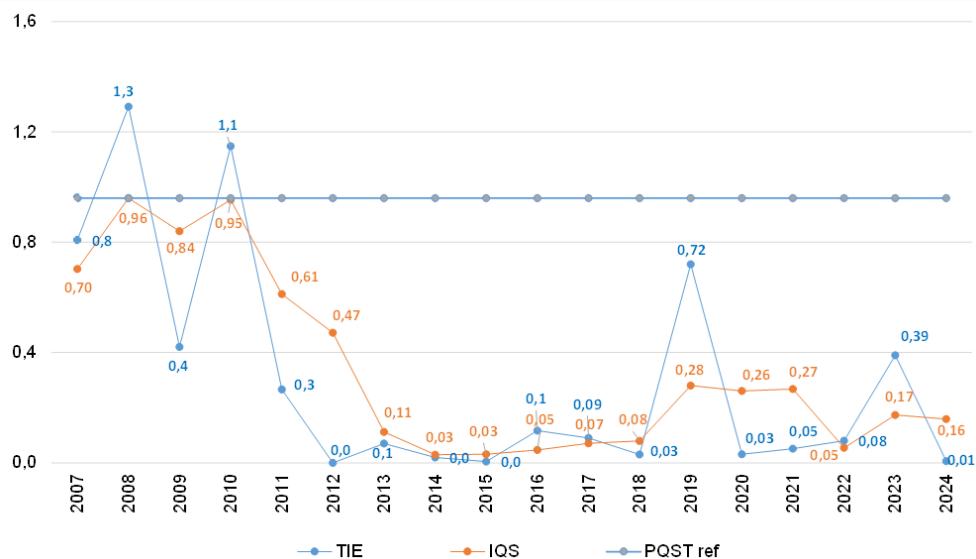
VALOR DE REFERÊNCIA

Esta componente do incentivo IMDT já vem sendo aplicada em incentivos aplicados ao longo de vários também já foi aplicada em incentivos aplicada no passado, incluindo no “Incentivo à Racionalização Económica do Investimento (IREI)”, tendo a ERSE decidido manter inalterado o valor de referência entre 2017 e 2025 em ($P_{QST\ ref}$) = 0,96 min. Tendo por base a evolução histórica do TIE e o valor máximo registado nos últimos dez anos, o valor de referência é alterado para 0,72 minutos para o período regulatório 2026-2029.

⁸³ Como exemplo, para o cálculo do ano de 2026 o indicador terá em conta os dados reais dos anos de 2024, 2025 e 2026.

⁸⁴ 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.

Figura 3-27 - Evolução do Tempo de Interrupção Equivalente (TIE)



PONDERADOR DA COMPONENTE C2 (α_2)

A ERSE decide manter inalterado o peso relativo da componente C2 do incentivo face às componentes C1 e C3, em linha com o ocorrido no período regulatório anterior, fixando o valor de $\alpha_2=1,0$.

Quadro 3-8 – Proposta de parâmetros da componente 2 do IMDT

Parâmetro do incentivo	Valor proposto
Valor de referência (PQST ref)	0,72
Ponderador indicador C2 (α_2)	1,0

COMPONENTE 3 - INCENTIVO À DISPONIBILIZAÇÃO DE CAPACIDADE DE INTERLIGAÇÃO PARA FINS COMERCIAIS

No período regulatório que agora termina, adotou-se um indicador que pretendia incentivar o ORT a antecipar o cumprimento da meta imposta a nível europeu pelo Regulamento n.º 2019/943, de 5 de junho, que impunha que os ORT devessem disponibilizar ao mercado um nível mínimo de capacidade disponível para o comércio interzonal de 70 % da capacidade de transporte durante todas as horas do ano. O objetivo era que os operadores das redes de transporte não limitassem o volume de capacidade de interligação a disponibilizar aos 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.

No entanto, a REN beneficiou de uma derrogação que lhe permitiu um cumprimento gradual dessa meta entre 2022 e 2025, sendo que a componente de incentivo em causa visava incentivar a antecipação desse cumprimento gradual ao longo do período regulatório. Não havendo possibilidade de novas derrogações, a REN terá de cumprir a meta imposta ao nível europeu a partir de 1 de janeiro de 2026, cabendo à ERSE a respetiva monitorização⁸⁵, de forma coordenada com a ACER.

Uma vez que o cumprimento desta meta passa a ser obrigatório a partir de janeiro de 2026, deixa de fazer sentido incentivar o ORT ao seu cumprimento, ainda que o mesmo seja fundamental para garantir a maximização da capacidade disponibilizada ao mercado, quer em valor absoluto quer no número de horas em que é disponibilizada. Importa referir que a REN atingiu os objetivos intercalares estabelecidos em 2022, 2023 e 2024, conseguindo atingir em cada um destes anos valores que anteciparam a referência proposta para o ano seguinte e, com isso, atingir o máximo do incentivo associado a este indicador.

REVISÃO DO INCENTIVO

Assim, a terceira componente da parcela do **IMDT₁**, associada à capacidade de interligação para fins comerciais disponibilizada ao mercado, prevê dois novos indicadores: “**valor médio horário da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário no sentido importador**” e “**valor médio horário da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário no sentido exportador**”.

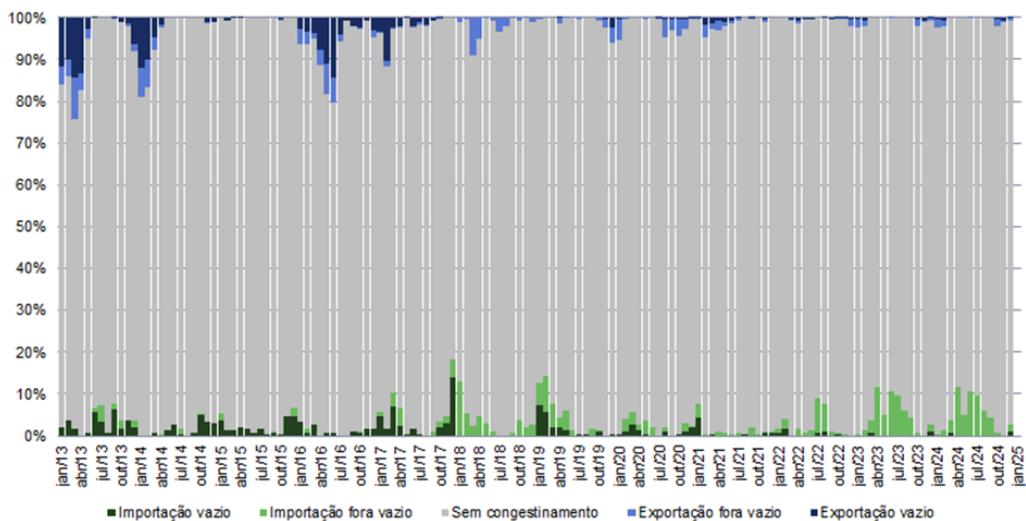
Com estes dois indicadores, que avaliam o nível de capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, em cada sentido de trânsitos, pretende-se valorizar as decisões do ORT que permitam disponibilizar mais capacidade para fins comerciais, embora sem prejuízo do respeito pela segurança da rede e a segurança de abastecimento dos consumos, que o ORT deve sempre garantir.

Esta opção vai ao encontro da perspetiva de que é fundamental garantir que, do ponto de vista da integração entre mercados português e espanhol, não há uma degradação dos níveis de capacidade de interligação já alcançados nos últimos anos, e, por conseguinte, evitar uma deterioração dos níveis de integração dos mercados no âmbito do MIBEL, acima de 95% do tempo (Figura 3-28). Para esta integração muito contribuiu o crescimento da capacidade de interligação física, como resultado dos reforços concretizados na RNT na última década, e que se pretende manter, e se possível aumentar, nomeadamente como consequência da entrada em exploração da nova interligação Minho-Galiza, prevista concretizar-se

⁸⁵ 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).

até final de 2025, com efeitos tanto no sentido importador (Figura 3-29) quanto no sentido exportador (Figura 3-30)⁸⁶.

Figura 3-28 - Evolução do nível de integração dos mercados



⁸⁶ Valores ocorridos até 27 de novembro de 2025, considerando para o ano 2025, duas variantes: a primeira considerando os valores realmente ocorridos e disponibilizados ao mercado diário, e outra excluindo os períodos de tempo em que a interligação esteve limitada por decisão governamental, na sequência do incidente de 28 de abril de 2025 (Despachos n.º 153/MAEN/2025 e n.º 154/MAEN/2025, ambos de 4 maio, Despacho n.º 157/MAEN/2025, de 6 de maio, e Despacho n.º 161/MAEN/2025, de 10 de maio, e n.º 180/MAEN/2025, de 17 de maio).

Figura 3-29 - Evolução da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário, no sentido importador

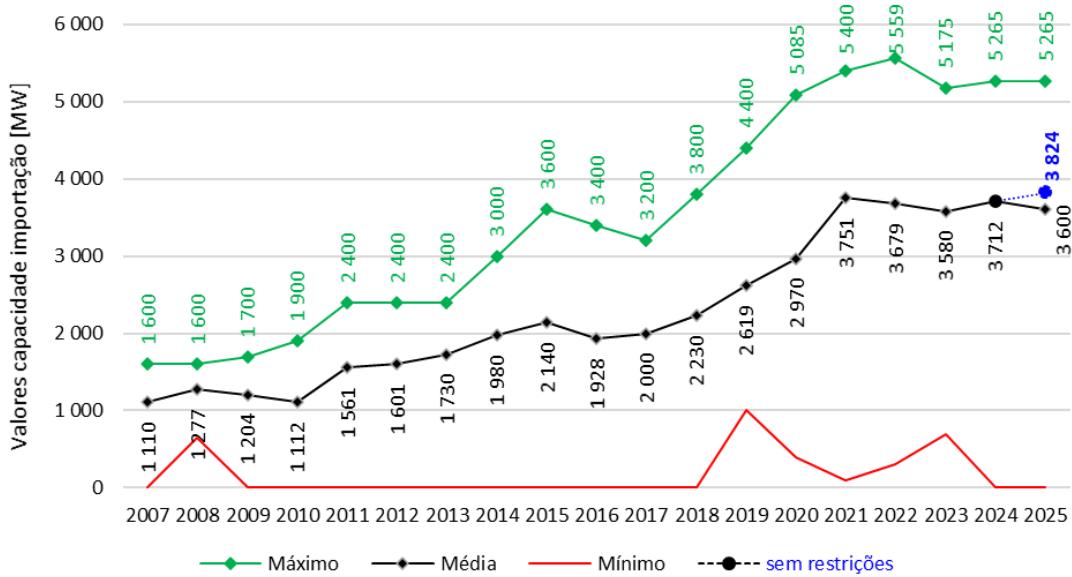
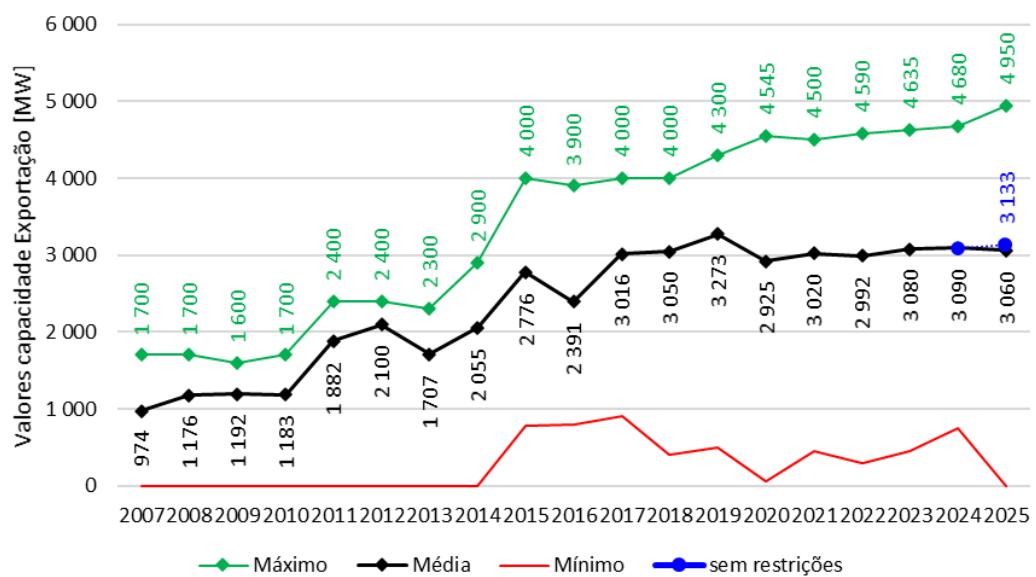


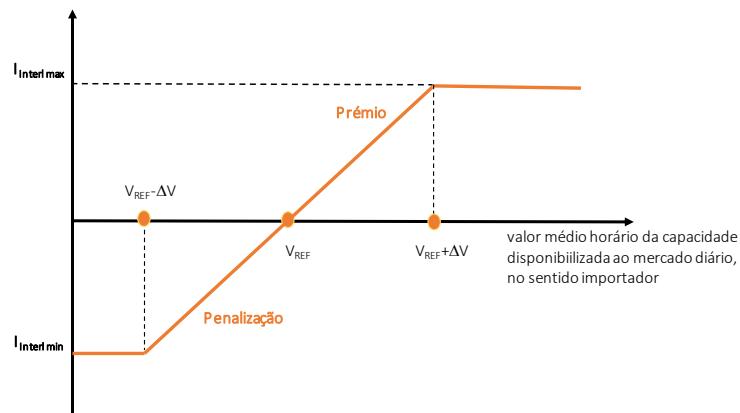
Figura 3-30 – Evolução da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário, no sentido exportador



No global, propõe-se um incentivo assente num indicador simples, auditável e que melhor represente a capacidade disponibilizada ao mercado evitando a degradação dos níveis de capacidade de interligação já alcançados nos últimos anos, e, por conseguinte, evitar uma deterioração dos níveis de integração dos

mercados no âmbito do MIBEL, acima de 95% do tempo. O incentivo deve ser simétrico, premiando o operador da RNT quando o indicador excede o valor de referência, até um valor limite superior, e penalizando o ORT abaixo desse valor de referência, igualmente limitado inferiormente, conforme ilustrado graficamente.

Figura 3-31 - Incentivo à maximização da capacidade de interligação disponibilizada ao mercado diário (ex. sentido importador)



VALOR ANUAL DO INDICADOR

Na proposta tarifária, a ERSE apresentou um indicador de base anual, de modo a indexar de modo o mais real possível qualquer variação ocorrida nesse mesmo ano, face ao valor de referência desse ano. No entanto, ainda que em termos históricos não se observe essa volatilidade do indicador anual nos últimos 5 anos, face aos comentários do CT à proposta tarifária e pelas informações adicionais recebidas da REN, de que esta se poderá traduzir em mais volatilidade do indicador anual, e consequentemente do incentivo, a ERSE atende às preocupações expressas e decide **alterar a sua proposta inicial e adotar um indicador baseado na média móvel de 3 anos, incluindo o ano de aplicação do incentivo**.

Importa realçar, contudo, que, no cálculo deste indicador, são considerados os valores de capacidade comunicados à OMIE para o mercado diário, exceto nos casos que a capacidade de interligação seja limitada pelo ORT espanhol, ou por outra entidade oficial, sendo, nesse caso, considerados os valores calculados pela CORESO, na sua qualidade de Centro Coordenador Regional para o Sudoeste da Europa, e não os valores resultantes da limitação e comunicados à OMIE. Em linha com este racional, a ERSE sublinha ainda que, para fazer face a eventos de responsabilidade externa à REN e para efeitos do apuramento do indicador anual, o ORT pode propor à ERSE a exclusão de determinados períodos de programação, por

motivos devidamente justificados e que se relacionem com perturbações significativas ao funcionamento do sistema.

VALOR DE REFERÊNCIA DO INDICADOR

Na sua proposta tarifária, a ERSE definiu que o **valor de referência** ($\text{Cap}_{\text{int imp ref}}$ e $\text{Cap}_{\text{int exp ref}}$) resultasse da média móvel do valor da capacidade média horária ocorrida nos 3 anos anteriores ao ano de aplicação do incentivo. Esta atualização anual do valor de referência, em função do passado recente permitiria indexar um maior ou menor grau de exigência associado ao valor máximo do incentivo à variação recente do valor de capacidade de interligação, aumentando essa exigência caso a capacidade tivesse aumentado no ano anterior, ou reduzindo essa exigência caso a capacidade tivesse diminuído.

No entanto, quer o CT em sede do Parecer à proposta tarifária, quer nas interações ocorridas com a REN, expressaram a sua preocupação em termos do funcionamento do incentivo, recomendando fixar o valor de referência para todo o período regulatório com base no triénio 2023-2025, permitindo uma maior indexação entre o esforço do ORT para garantir a evolução estável da capacidade de interligação e a valorização dessa capacidade.

Sem alterar o objetivo base do incentivo de promover a disponibilização da capacidade de interligação para fins comerciais aos agentes, premiando o seu aumento e penalizando a sua redução, a **ERSE considera viável adotar o essencial da proposta do Parecer do CT e da REN, alterando a sua proposta inicial e decidindo fixar valores anuais de referência, para esta componente do incentivo ao longo do período regulatório.**

Por sua vez, importa referir que, em resultado da entrada em exploração da nova linha de interligação Minho-Galiza no curto prazo, será expectável um incremento do valor de capacidade de interligação que pode ser disponibilizada. Esse aspeto deverá ser considerado na definição do valor de referência, de modo a conduzir a um funcionamento adequado do incentivo e dos sinais dados ao ORT.

Para tal, decidiu-se recorrer à informação disponibilizada no RMSA-E 2024 que refere que *“no horizonte 2027, com a entrada em serviço da interligação Minho – Galiza (atualmente prevista ocorrer até ao final de 2025), será possível ultrapassar as restrições de rede ainda existentes e alcançar valores mínimos de capacidade comercial de interligação de 3 500 MW no sentido Portugal→Espanha e 4 200 MW no sentido Espanha→Portugal ...”*. Esta informação é secundada pela REN, nos seus contributos para o mesmo documento.

Assim, atendendo a esta expectativa de crescimento da capacidade de interligação em ambos os sentidos já no próximo ano de 2026, a ERSE decide fixar o valor de referência no sentido exportador em 3100 MW, para 2026-2027, e em 3200 MW, para 2028-2029. Por sua vez, no sentido importador, decide-se fixar o valor de referência em 3800 MW para 2026-2027 e 3900 MW para 2028-2029. Deste modo e tentando acomodar os comentários recebidos, consegue-se contribuir para uma redução do risco de volatilidade e maior previsão em termos de resultados da aplicação do incentivo, identificado nos comentários, mas impondo um nível exequível e razoável de exigência ao ORT que resultará em ganhos para o SEN.

PARÂMETROS ΔV_{imp} ; ΔV_{exp}

Para cada sentido de trânsito, o valor de capacidade de interligação que permite atingir o prémio total do incentivo resulta da aplicação dos parâmetros ΔV_{imp} e ΔV_{exp} . Tendo em consideração a alteração no indicador anual de desempenho, que foi decidido para esta componente, e para manter idêntico o nível de exigência da proposta original, verificou-se ser necessário alterar a proposta original destes parâmetros (10%) e estabelecer os valores dos parâmetros $\Delta V_{imp} = \Delta V_{exp}$ em 7,5%.

PONDERADORES DA COMPONENTE C3 (α_{3A} , α_{3B})

A ERSE decide manter inalterado o peso relativo da componente C3 do incentivo face às componentes C1 e C2, em linha com o ocorrido no período regulatório anterior no que dizia respeito ao peso relativo da componente da interligação, fixando os valores de $\alpha_{3A} = \alpha_{3B} = 1,0$.

Quadro 3-9 – Proposta de parâmetros da componente 3 do IMDT

Parâmetro do incentivo	Valor proposto
$Cap_{int_imp_ref, 2026} = Cap_{int_imp_ref, 2027}$	3800 MW
$Cap_{int_imp_ref, 2028} = Cap_{int_imp_ref, 2029}$	3900 MW
$Cap_{int_exp_ref, 2026} = Cap_{int_exp_ref, 2027}$	3100 MW
$Cap_{int_exp_ref, 2028} = Cap_{int_exp_ref, 2029}$	3200 MW
ΔV_{imp}	7,5%
ΔV_{exp}	7,5%
Ponderador por sentido importador (α_{3A})	1,0
Ponderador por sentido exportador (α_{3B})	1,0

COMPONENTE 4 - INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA REDE NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO

Para o novo período regulatório 2026-2029, a ERSE introduziu esta nova componente **C4** aplicável ao ORT no quadro do seu desempenho e nas suas decisões com impacto na atribuição de capacidade com restrições para injeção a partir de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, sendo uma das duas novas componentes que compõem a parcela **IMDT₂**, relativo à modalidade de acesso com restrições.

Tal como estabelecido no Regulamento Tarifário, para efeitos do incentivo, apenas é elegível a capacidade com restrições atribuída a novos promotores ou ao reforço da capacidade atual. Tendo surgido dúvidas quanto à interpretação desta disposição do Regulamento Tarifário, a ERSE esclarece que é também elegível a capacidade com restrições atribuída a promotores que já detenham essa mesma capacidade com uma natureza firme mas que só possa ser ligada num horizonte temporal mais longínquo, desde que a capacidade atribuída com restrições ocorra num horizonte mais curto do que aquele da capacidade firme, possibilitando, deste modo, a antecipação da ligação à rede, com os benefícios daí decorrentes para o SEN e para o promotor. Esta foi, aliás, uma das recomendações do CT nos seus comentários que constam do seu Parecer à proposta tarifária.

Uma vez que as decisões do ORT têm impacto em termos de atribuição de capacidade para injeção na RNT, mas também em termos de atribuição de capacidade pelo ORD para injeção na RND, a componente C4 do incentivo desagrega-se em duas vertentes: (i) uma primeira associada à atribuição de capacidade de injeção na RNT na modalidade com restrições (**C4a**); e (ii) uma segunda focada nas decisões do ORT em viabilizar a capacidade atribuída pelo ORD para ligações à RND (**C4b**).

Em particular, a perspetiva da segunda vertente (C4b) é incentivar o ORT a aprofundar o exercício de coordenação com o ORD, permitindo uma maior viabilização da atribuição de capacidade com restrições, para injeção na RND, atendendo às limitações quer da RNT, quer da RND. Esta cooperação é essencial, na medida em que a atribuição de capacidade com restrições para injeção na RND, pelo ORD, quando validada pelo ORT, gera benefícios não só ao nível da RND, mas também ao nível da RNT, pois permite que o ORT também adie investimento na sua rede. É esse o sentido de colocar uma componente C4b no IMDT.

Por sua vez, e de acordo com o Regulamento Tarifário, este incentivo apenas se aplica à capacidade com restrições atribuída pelo ORT para injeção na RNT, ou aquela que o ORT valide e seja atribuída pelo ORD, desde que as restrições impostas não excedam um limite máximo anual de horas equivalentes com restrições, $h_{t-2, \max}$, i.e.: 25% de limitação da potência máxima atribuída durante uma hora representam

somente 15 minutos para efeitos da contabilização do limite anual de horas. Sobre este limite, a proposta tarifária estabeleceu o valor deste parâmetro anual $h_{t-2, \max}$ em 1500 horas. Não tendo havido quaisquer comentários em sentido contrário, a ERSE decide estabelecer este valor para cada um dos anos do PR 2026-2029.

Por sua vez, esta componente do incentivo relativa à injeção na rede é de natureza assimétrica, premiando o operador da RNT, quando as suas decisões se traduzam na atribuição de capacidade na RNT ou na RND, sendo o prémio progressivo até um valor limite superior, mas sem qualquer penalização no caso de não ser atribuída qualquer capacidade, conforme ilustrado graficamente para as duas componentes a seguir

Figura 3-32 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de injeção na RNT

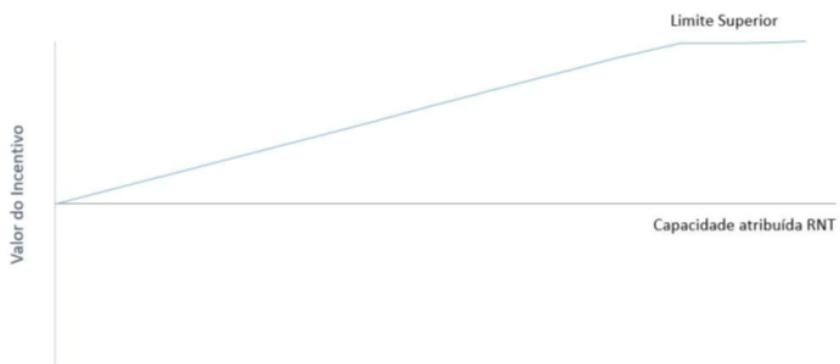
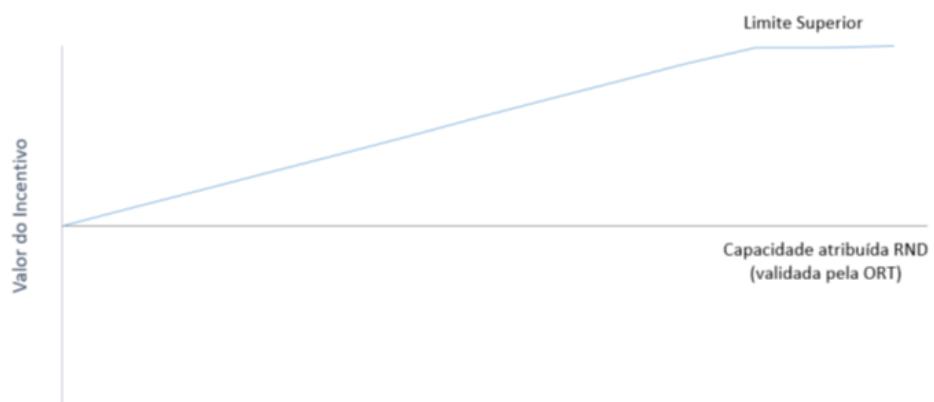


Figura 3-33 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de injeção na RND, em resultado da coordenação entre ORT e ORD



VALORIZAÇÃO DA COMPONENTE C4 DO INCENTIVO

Face à pouca experiência que existe sobre esta modalidade de acesso, a ERSE teve em consideração os comentários recebidos na [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#) em termos de considerar os benefícios para o SEN decorrentes de acesso com restrições, designadamente aqueles resultantes de adiar investimento nas redes para criar e atribuir capacidade firme, não realizado de imediato, face a esta alternativa de acesso.

Efetivamente, deve ser tido em conta que o objetivo deste incentivo recai, em último caso, nos benefícios decorrentes da ligação de mais geração ou consumo, e que não poderia ser ligada por não existir capacidade firme disponível, até à concretização de futuros investimentos. Apesar de recair apenas na atribuição, o atual incentivo tem como pressuposto que esta atribuição resultará, no curto prazo, a uma ligação à rede das respetivas instalações de produção ou armazenamento, ou de consumo.

Sobre a componente da atribuição de capacidade de injeção na rede, a ERSE realizou no passado um exercício para estimar o impacto de ligar capacidade adicional, tendo concluído que existe uma valorização quer em termos de redução das rendas de congestionamento, quer em termos de redução da componente de ITC associada ao custo das perdas provocadas na rede espanhola. Assumindo que o benefício associado às rendas de congestionamento já é parcialmente refletido na componente do IMDT1 relativa à interligação, sobra o custo do ITC, que em 2024 atingiu uma valorização unitária de cerca de 2000 €/MVA.

Numa outra perspetiva, a atribuição de capacidade com restrições substitui capacidade firme, ainda que não nos mesmos termos, a qual resultará de investimentos em curso, pelo que esse é um critério que também pode ser usado para valorizar cada MVA ligado, sem o recurso a esses investimentos no imediato. Assumindo como exemplo o valor de capacidade atribuída pelos Acordos de capacidade entre promotores e TSO, assim como o valor dos investimentos necessários para atribuir essa capacidade resulta num valor unitário da ordem de 4000 €/MVA.

Considerando um valor médio entre estas duas abordagens, chegou-se a um valor de 3000 €/MVA, que serviu de base à proposta de prémio a atribuir aos operadores apresentada em sede de proposta tarifária, e que seria pago apenas no ano de atribuição de capacidade, o que se traduziria por um benefício para o sistema, uma vez que o benefício para o sistema de adiar investimento ou de não pagar ITC, se prolonga ao longo do tempo, enquanto a ligação se revestir de uma natureza de acesso com restrições.

No entanto, os comentários do CT no seu Parecer à proposta tarifária consideraram insuficiente essa valorização proposta pela ERSE, porque não traduz a totalidade dos benefícios decorrentes da atribuição de capacidade com restrições, defendendo que se deve considerar não apenas as componentes

identificadas pela ERSE, mas também os benefícios decorrentes de se antecipar a ligação de novos produtores ou instalações de armazenamento.

A ERSE ponderou esses comentários, recolhendo igualmente informação junto dos operadores das redes que lhe permitisse avaliar estes benefícios adicionais identificados pelo CT, já que efetivamente os benefícios da atribuição da capacidade não se resumem ao ano de atribuição (ou de ligação), estendendo-se no tempo, enquanto são concretizados investimentos para criação de capacidade firme que irá substituir essa capacidade com restrições. Pela informação recolhida, e assumindo um período de 4 a 5 anos de concretização dos PDIR, o benefício total desse período traduz-se numa valorização de cerca de 20000 € por cada MVA de capacidade atribuída nestas condições. Repartindo esse benefício entre os operadores das redes e o SEN, a **ERSE decide fixar o valor unitário da componente C4 em 10000 €/MVA**, valor que será entregue aos operadores de rede apenas no ano de atribuição da capacidade na modalidade de acesso com restrições.

PARAMETRIZAÇÃO DA COMPONENTE C4 DO INCENTIVO

Tendo em conta os comentários recebidos do CT, em sede do seu Parecer à proposta tarifária, optou-se por analisar a parametrização desta componente em conjunto com a da componente C5, como descrito adiante.

COMPONENTE 5 - INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE ALIMENTAÇÃO DE CONSUMOS LIGADOS À RNT, NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES.

Atendendo ao facto do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, no âmbito do acesso às redes, ter possibilitado o acesso com restrições para a capacidade de injeção na RESP, mas não tendo disposto em sentido contrário relativamente à sua aplicação na perspetiva das instalações de consumo, a ERSE considera que é importante incentivar também esta vertente de acesso, e não apenas a vertente associada à injeção na rede.

Efetivamente, existe atualmente dificuldade na disponibilização de nova capacidade de rede para alimentação de novas instalações de consumo ligadas à RNT, antecipando-se poder haver interesse por parte dos utilizadores da RESP nesta modalidade de atribuição de acesso com restrições na ligação de novo consumo não doméstico, como é o caso de consumos industriais que possam gerir os seus consumos de modo mais flexível no tempo.

Assim, para o novo período regulatório 2026-2029, e à semelhança da componente relativa à capacidade para injeção na rede, a ERSE introduziu também uma componente equivalente (**C5**) aplicável ao ORT no

quadro do seu desempenho e nas suas decisões com impacto na atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RNT, com restrições, sendo a segunda componentes que compõe a parcela **IMDT₂**, relativo à modalidade de acesso com restrições.

Tal como no caso da componente C4 do IMDT, e conforme estabelecido no Regulamento Tarifário, para efeitos do incentivo, apenas é elegível a capacidade com restrições atribuída a novos promotores ou ao reforço da capacidade atual. Tendo surgido dúvidas quanto à interpretação desta disposição do Regulamento Tarifário, a ERSE esclarece que é também elegível a capacidade com restrições atribuída a promotores que já detenham essa mesma capacidade com uma natureza firme, mas que só possa ser ligada num horizonte temporal mais longínquo, desde que a capacidade atribuída com restrições ocorra num horizonte mais curto do que aquele da capacidade firme, possibilitando, deste modo, a antecipação da ligação à rede, com os benefícios daí decorrentes para o SEN e para o promotor. Esta foi, aliás, uma das recomendações do CT nos seus comentários à proposta tarifária.

Para os mesmos efeitos, importa esclarecer que sendo as instalações de armazenamento autónomo tratadas como instalações de produção, na legislação em vigor, designadamente no Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, o incentivo **IMDT₂** apenas se aplica à parcela da capacidade com restrições de alimentação de consumo (carregamento), no caso de não existir também atribuída capacidade de injeção com restrições. Caso existam ambas, apenas a capacidade de injeção é elegível para efeitos do incentivo.

Uma vez que as decisões do ORT têm impacto não apenas em termos de atribuição de capacidade de alimentação para instalações ligadas à RNT, mas têm igualmente impacto na atribuição de capacidade pelo ORD, para ligações à RND, desagrega-se esta componente do incentivo em duas vertentes: **(i)** uma primeira associada à atribuição de capacidade para alimentação de consumo pela RNT na modalidade com restrições (**C5a**); e **(ii)** uma segunda focada nas decisões do ORT em viabilizar a capacidade atribuída pelo ORD para ligações de instalações de consumo à RND (**C5b**).

Com o mesmo fundamento aplicado à componente C4b, a perspetiva da segunda vertente (**C5b**) é incentivar o ORT a aprofundar o exercício de coordenação com o ORD na viabilização da atribuição de capacidade com restrições para alimentação de consumos ligados à RND, com impacto na capacidade de alimentação da RNT, sejam essas restrições impostas pelo ORT ou pela próprio ORD.

Esta cooperação é essencial, na medida em que a atribuição de capacidade com restrições para alimentação de consumos pela RND, pelo ORD, quando validada pelo ORT, gera benefícios não só ao nível

da RND, mas também ao nível da RNT, pois permite ao ORT também adiar investimento na sua rede. É esse o sentido de colocar uma componente C5b no IMDT.

Por sua vez, tal como aplicável à componente C4 do IMDT, nos termos do Regulamento Tarifário, este incentivo apenas se aplica à capacidade com restrições atribuída pelo ORT para alimentação de consumo pela RNT (ou aquela que o ORT valide e seja atribuída pelo ORD), desde que as restrições impostas não excedam um limite máximo anual de horas equivalentes com restrições, $h_{t-2, \max}$, i.e.: 25% de limitação da potência máxima atribuída durante uma hora representam somente 15 minutos para efeitos da contabilização do limite anual de horas. Sobre este limite, a proposta tarifária estabeleceu o valor deste parâmetro anual $h_{t-2, \max}$ em 1500 horas. Não tendo havido quaisquer comentários em sentido contrário, a ERSE decide estabelecer este valor para cada um dos anos do período regulatório.

Esta componente C5 tem um funcionamento semelhante em tudo àquele da capacidade de injeção (C4), em cada uma das duas vertentes, tendo uma natureza assimétrica, premiando o operador da RNT, quando o indicador associado à capacidade de alimentação pela RNT é atribuída em coordenação ORT/ORD, sempre que essa capacidade seja diferente de zero, sendo o prémio progressivo até um valor limite superior, sem qualquer penalização no caso de não ser atribuída qualquer capacidade, como ilustrado nas figuras seguintes.

Figura 3-34 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de alimentação de consumo de instalações ligadas à RNT

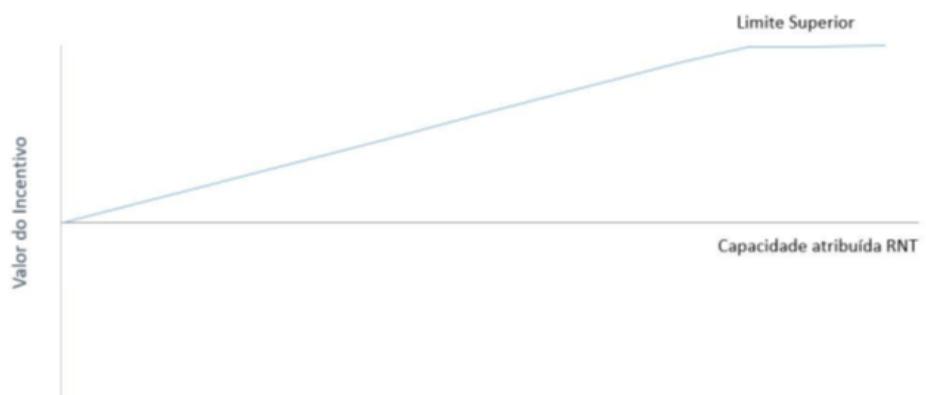
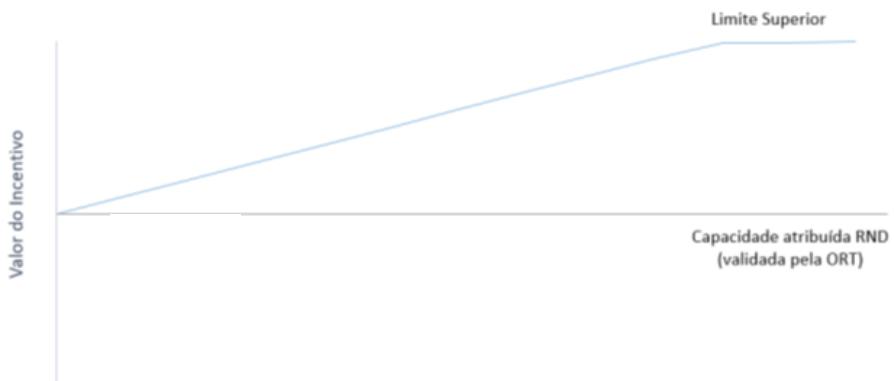


Figura 3-35 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de alimentação de consumo ligado à RND, em resultado da coordenação entre ORT e ORD



VALORIZAÇÃO DA COMPONENTE C5 DO INCENTIVO

Num exercício similar ao realizado para a valorização da capacidade de injeção, a atribuição de capacidade com restrições, às ligações de consumo, substitui, ainda que não nos mesmo termos, a capacidade firme, a qual resultará de investimentos em curso, pelo que esse é um critério que também pode ser usado para valorizar cada MVA ligado, sem o recurso a esses investimentos no imediato. Assumindo como exemplo o valor de capacidade, firme, atribuída como resultado do Plano de Investimentos Específico de Sines, associado à zona de grande procura, assim como o valor dos investimentos necessários para atribuir essa capacidade, resultou num valor unitário superior a 5000 €/MVA. Uma vez que esse investimento apesar de principalmente direcionado à alimentação de consumos ligados à RNT, permitirá igualmente a ligação de instalações de produção, pelo que a valorização não se pode assumir exclusivamente ao consumo. Nesse sentido, em sede de proposta tarifária, definiu-se um valor unitário também de 3000 €/MVA para as mesmas condições que foram referidas para a componente C4.

Com o mesmo racional aplicado à componente C4, os comentários do CT no seu Parecer à proposta tarifária consideraram insuficiente essa valorização proposta pela ERSE e, pelas mesmas razões referidas anteriormente, a ERSE decide **fixar o valor unitário desta componente C5 do incentivo em 10000 €/MVA**, valor que será entregue aos operadores de rede apenas no ano de atribuição da capacidade na modalidade de acesso com restrições.

PARAMETRIZAÇÃO DA COMPONENTE C5 DO INCENTIVO

Tendo em conta os comentários recebidos do CT, optou-se por analisar a parametrização desta componente em conjunto com a componente C4, como descrito adiante.

PARÂMETROS DAS COMPONENTES C4 E C5 DO INCENTIVO IMDT

Face à capacidade atualmente disponível nas redes, mas que não pode ser atribuída como firme, na proposta tarifária, a ERSE considerou adequado e prudente, neste primeiro exercício de aplicação destas componentes do IMDT, limitar o valor do prémio máximo do incentivo a **4 milhões de euros** e a **1 milhão de euros**, para a injeção e alimentação de consumos respetivamente, mas optando por não limitar o valor máximo de capacidade ou o valor máximo do incentivo relativo a qualquer das variantes C4a, C4b, C5a e C5b.

Em conformidade, a proposta tarifária estabeleceu os parâmetros das componentes C4 e C5 de acordo com as tabelas seguintes.

Quadro 3-10 - Proposta de parâmetros da componente 4 do IMDT

Parâmetro do incentivo	Valor proposto
C4b Limite superior ($\text{Cap}_{\text{ACR_inj RNT sup, t-2}}$)	1333 MVA
C4b Limite superior ($\text{Cap}_{\text{ACR_inj ORT/ORD sup, t-2}}$)	2666 MVA
Ponderador indicador C4a (α_{4A})	0,8
Ponderador indicador C4b (α_{4B})	0,8

Quadro 3-11 - Proposta de parâmetros da componente 5 do IMDT

Parâmetro do incentivo	Valor proposto
C5b Limite superior ($\text{Cap}_{\text{ACR_cons RNT sup, t-2}}$)	333 MVA
C5b Limite superior ($\text{Cap}_{\text{ACR_cons ORT/ORD sup, t-2}}$)	667 MVA
Ponderador indicador C5a (α_{5A})	0,2
Ponderador indicador C5b (α_{5B})	0,2

A definição das componentes C4 e C5 do incentivo IMDT é estabelecida no Regulamento Tarifário, mais concretamente nas respetivas fórmulas 178, 180, 189, 190, 191 e 192⁸⁷:

⁸⁷ A definição de cada um dos parâmetros envolvidos nestas fórmulas está disponível em sede de Regulamento Tarifário.

$$IMDT_{2,URT,t-2} = \begin{cases} \beta \times IMDT_{inf} & , \text{ se } DT_{1,t-2} < DT_{2,min,t-2} \\ \beta \times \frac{2 \times IMDT_{sup}}{DT_{2,max,t-2} - DT_{2,min,t-2}} \times (DT_{2,t-2} - DT_{2,ref,t-2}) & , \text{ se } DT_{2,min,t-2} \leq DT_{2,t-2} \leq DT_{2,n} \\ \beta \times IMDT_{sup} & , \text{ se } DT_{2,t-2} > DT_{2,max,t-2} \end{cases} \quad (178)$$

$$DT_{2,t-2} = \frac{(\alpha_{4A} \times IACR_{inj,RNT,t-2} + \alpha_{4B} \times IACR_{inj,ORD/ORT,t-2}) + (\alpha_{5A} \times IACR_{cons,RNT,t-2} + \alpha_{5B} \times IACR_{cons,ORD/ORT,t-2})}{\alpha_{4A} + \alpha_{4B} + \alpha_{5A} + \alpha_{5B}} \quad (180)$$

$$IACR_{inj,RNT,t-2} = \begin{cases} 1 & , \text{ se } Cap_{ACR,inj,RNT,t-2} \geq Cap_{ACR,inj,RNT,sup} \\ \frac{Cap_{ACR,inj,RNT,t-2}}{Cap_{ACR,inj,RNT,sup}} & , \text{ se } Cap_{ACR,inj,RNT,t-2} > 0 \\ 0 & , \text{ se } Cap_{ACR,inj,RNT,t-2} = 0 \end{cases} \quad (189)$$

$$IACR_{inj,ORD/ORT,t-2} = \begin{cases} 1 & , \text{ se } Cap_{ACR,inj,ORD/ORT,t-2} \geq Cap_{ACR,inj,ORD/ORT,sup,t-2} \\ \frac{Cap_{ACR,inj,ORD/ORT,t-2}}{Cap_{ACR,inj,ORD/ORT,sup,t-2}} & , \text{ se } Cap_{ACR,inj,ORD/ORT,t-2} > 0 \\ 0 & , \text{ se } Cap_{ACR,inj,ORD/ORT,t-2} = 0 \end{cases}$$

$$IACR_{cons,RNT,t-2} = \begin{cases} 1 & , \text{ se } Cap_{ACR,cons,RNT,t-2} \geq Cap_{ACR,cons,RNT,sup,t-2} \\ \frac{Cap_{ACR,cons,RNT,t-2}}{Cap_{ACR,cons,RNT,sup,t-2}} & , \text{ se } Cap_{ACR,cons,RNT,t-2} > 0 \\ 0 & , \text{ se } Cap_{ACR,cons,RNT,t-2} = 0 \end{cases}$$

$$IACR_{cons,ORD/ORT,t-2} = \begin{cases} 1 & , \text{ se } Cap_{ACR,cons,ORD/ORT,t-2} \geq Cap_{ACR,cons,ORD/ORT,sup,t-2} \\ \frac{Cap_{ACR,cons,ORD/ORT,t-2}}{Cap_{ACR,cons,ORD/ORT,sup,t-2}} & , \text{ se } Cap_{ACR,cons,ORD/ORT,t-2} > 0 \\ 0 & , \text{ se } Cap_{ACR,cons,ORD/ORT,t-2} = 0 \end{cases}$$

Dos comentários recebidos do CT no seu parecer à proposta tarifária, e das interações, entretanto ocorridas com os operadores das redes elétricas, surgiu a necessidade de dotar as componentes C4 e C5 do incentivo IMDT de maior flexibilidade na sua parametrização, beneficiando de um maior conhecimento sobre esta nova modalidade de acesso que venha a ser alcançado pelos operadores e pelos promotores ao longo do período regulatório.

Nesse sentido, a ERSE decide que a parametrização das componentes C4 e C5 do incentivo IMDT deverá ser antecedida de uma proposta conjunta dos operadores das redes, REN e E-Redes, a qual deverá ser apresentada até 31 de março de 2026 para posterior aprovação da ERSE. Nessa proposta, devem constar os parâmetros que constam da tabela seguinte, para cada ano, 2026 a 2029.

Quadro 3-12 – Proposta de parâmetros da componente 4 e 5 do IMDT a constar da proposta conjunta dos operadores das redes

C4a Valor anual do limite superior da componente $\text{Cap}_{\text{ACR_inj RNT sup, t-2 (2026, 2027, 2028, 2029)}}$
C4b Valor anual do limite superior da componente $\text{Cap}_{\text{ACR_inj ORT/ORD sup, t-2 (2026, 2027, 2028, 2029)}}$
C5b Valor anual do limite superior da componente $\text{Cap}_{\text{ACR_cons ORT/ORD sup, t-2 (2026, 2027, 2028, 2029)}}$
C5b Valor anual do limite superior da componente $\text{Cap}_{\text{ACR_inj ORT/ORD sup, t-2 (2026, 2027, 2028, 2029)}}$
Valor anual do ponderador do indicador C4a ($\alpha_{4A, t-2 (2026, 2027, 2028, 2029)}$)
Valor anual do ponderador do indicador C4b - $\alpha_{4B, t-2 (2026, 2027, 2028, 2029)}$
Valor anual do ponderador do indicador C5a - $\alpha_{5A, t-2 (2026, 2027, 2028, 2029)}$
Valor anual do ponderador do indicador C5b - $\alpha_{5B, t-2 (2026, 2027, 2028, 2029)}$

Adicionalmente, a ERSE decide, desde já, manter inalterado os valores propostos para os parâmetros β , e IMDT_{sup} ,⁸⁸ que permitem definir o valor máximo do prémio conjunto associado às componentes C4 e C5, num total máximo de **5 milhões de euros**. De igual modo, também se mantêm inalterados os valores propostos para os parâmetros DT2_{ref} , DT2_{min} e DT2_{max} .

⁸⁸ Que constam da fórmula 178 do Regulamento Tarifário.

RESUMO DOS PARÂMETROS DO INCENTIVO IMDT

O Quadro 3-13 apresenta um resumo dos parâmetros definidos pela ERSE quanto à valorização do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, IMDT, no período regulatório 2026-2029.

Quadro 3-13 - Parâmetros a aplicar no incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT para o período de regulação de 2022-2025

Parâmetro	Valor
IMDT _{inf}	-13 000 000 €
IMDT _{sup}	+18 000 000 €
γ	0,7223
β	0,2777

O Quadro 3-14 apresenta um resumo dos parâmetros definidos pela ERSE para a primeira parcela, IMDT₁, que abrange as componentes relativas à Disponibilidade (C1), Qualidade de Serviço Técnica (C2) e Capacidade de interligação para fins comerciais (C3).

Quadro 3-14 - Parâmetros da parcela IMDT₁

MDT 1 (C1, C2, C3)	
I _{Disp ref}	97,50%
I _{QST ref}	0,72 min
I _{Int imp sup} = I _{Int exp sup}	+10%
I _{Int imp inf} = I _{Int exp inf}	-10%
DT _{1 min, 2026, 2027, 2028, 2029}	-0,25
DT _{1 max, 2026, 2027, 2028, 2029}	+0,75
DT _{1 ref, 2026, 2027, 2028, 2029}	+0,25
P _{Ref, imp, 2026}	3800 MW
P _{Ref, imp, 2027}	3800 MW
P _{Ref, imp, 2028}	3900 MW
P _{Ref, imp, 2029}	3900 MW
P _{Ref, exp, 2026}	3100 MW
P _{Ref, exp, 2027}	3100 MW
P _{Ref, exp, 2028}	3200 MW
P _{Ref, exp, 2029}	3200 MW
α_1	1,0
α_2	1,0
α_{3B}	1,0
α_{3A}	1,0

Por sua vez o Quadro 3-15 apresenta um resumo dos parâmetros relativos às componentes relativas à atribuição de capacidade de injeção (C4) e para alimentação de consumos (C5), na modalidade de acesso com restrições.

À exceção do valor do limite máximo anual do número de horas com restrições, $h_{t-2,\max}$, e dos valores de $DT2_{\text{ref}}$, $DT2_{\min}$ e $DT2_{\max}$, todos os restantes parâmetros serão fixados pela ERSE, na sequência de uma proposta conjunta dos operadores de rede, a qual deve ser enviada à ERSE até 31 de março de 2026.

Será com base nos valores dos parâmetros propostos pelos operadores de rede, que será definida a repartição do prémio do incentivo IMDT2 (5 M€) entre as componentes relativas à atribuição de capacidade de injeção (C4) e à atribuição de capacidade de alimentação de consumo (C5), permitindo ainda a repartição desse montante dentro de cada uma das componentes, designadamente entre a variante i) a capacidade atribuída para instalações ligadas à RNT e ii) a capacidade atribuída em coordenação ORT/ORD para instalações ligadas à RND.

Quadro 3-15 - Parâmetros da parcela IMDT₂

IMDT 2 (C4)	
Cap _{ACR_inj_RNT sup, 2026}	- MVA
Cap _{ACR_inj_RNT sup, 2027}	- MVA
Cap _{ACR_inj_RNT sup, 2028}	- MVA
Cap _{ACR_inj_RNT sup, 2029}	- MVA
Cap _{ACR_inj_ORT/ORD sup, 2026}	- MVA
Cap _{ACR_inj_ORT/ORD sup, 2027}	- MVA
Cap _{ACR_inj_ORT/ORD sup, 2028}	- MVA
Cap _{ACR_inj_ORT/ORD sup, 2029}	- MVA
$\alpha_{4A, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029)	-
$\alpha_{4B, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029)	-
IMDT 2 (C5)	
Cap _{ACR_cons_RNT sup, 2026}	- MVA
Cap _{ACR_cons_RNT sup, 2027}	- MVA
Cap _{ACR_cons_RNT sup, 2028}	- MVA
Cap _{ACR_cons_RNT sup, 2029}	- MVA
Cap _{ACR_cons_ORT/ORD sup, 2026}	- MVA
Cap _{ACR_cons_ORT/ORD sup, 2027}	- MVA
Cap _{ACR_cons_ORT/ORD sup, 2028}	- MVA
Cap _{ACR_cons_ORT/ORD sup, 2029}	- MVA
$\alpha_{5A, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029)	-
$\alpha_{5B, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029)	-
IMDT 2 (comuns a C4 e C5)	
DT _{2 min, t-2} (constante 2026 a 2029)	-1,0
DT _{2 max, t-2} (constante 2026 a 2029)	+1,0
DT _{2 ref, t-2} (constante 2026 a 2029)	0
Limite máximo anual de horas de restrições ($h_{2026, max}$)	1500 horas
Limite máximo anual de horas de restrições ($h_{2027, max}$)	1500 horas
Limite máximo anual de horas de restrições ($h_{2028, max}$)	1500 horas
Limite máximo anual de horas de restrições ($h_{2029, max}$)	1500 horas

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

3.3.1 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, foi aplicada uma metodologia do tipo *price-cap* aos custos operacionais (OPEX)⁸⁹ e aos custos com capital (CAPEX)⁹⁰, ou seja, aos custos totais (TOTEX)⁹¹. No entanto, as metas de eficiência eram de facto apenas aplicadas ao OPEX. 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 ERSE⁹², 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.

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. Nesse período, o mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes passou a ser calculado com base em valores

⁸⁹ Do inglês *Operational Expenditure*, que inclui os gastos operacionais.

⁹⁰ Do inglês *Capital Expenditure*, que inclui os gastos de investimento (remuneração do ativo e amortizações).

⁹¹ *Total Expenditure*, que é composto pelas parcelas de OPEX (*operational expenditure*) e CAPEX (*capital expenditure*)

⁹² 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.

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 *revenue 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 apenas ao OPEX e de custos aceites ao CAPEX. A aplicação da metodologia TOTEX ao nível da BT visou incentivar o uso eficiente do CAPEX e do OPEX, numa atividade em que as decisões de investimento não são suportadas por planos de investimentos aprovados pelos concedentes.

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)⁹³ e o mecanismo de incentivo em redes inteligentes foi abandonado.

No período de regulação de 2022-2025 passou a ser aplicado uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT⁹⁴, 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 descrito no ponto 3.1.3 e detalhado para a especificidade da DEE no ponto 3.3.4.

Para o novo período de regulação mantém-se, em ambos os níveis de tensão, a metodologia de regulação aplicada no atual período de regulação.

Neste novo período de regulação reformula-se os incentivos da atividade de DEE. Tal como apresentado, na [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#) relativa à Revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, os incentivos individuais, em vigor no período de regulação 2022-2025 aplicáveis ao operador da RND, foram agregados num único novo incentivo, designado como Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da RND (IMDD). Assim, o IMDD integra os incentivos individuais, designadamente (i) o incentivo à redução de perdas elétricas nas redes de distribuição, (ii) o incentivo à melhoria da qualidade de serviço e (iii) o

⁹³ Regulamento n.º [610/2019](#), de 2 de agosto.

⁹⁴ A justificação aprofundada desta opção metodologia encontra-se no documento justificativo da [Consulta Pública n.º 101](#)

incentivo à inovação e novos serviços (redes inteligentes). Adicionalmente, é, igualmente, integrado no IMDD, duas novas componentes ao IMDD, relativas à disponibilização de capacidade de injeção na RND e à disponibilização de capacidade para alimentação de consumos a partir da RND, ambos na modalidade de acesso com restrições.

Este processo de formalização do IMDD incluiu a reformulação do incentivo à redução de perdas, que passa a incluir uma correção ao valor das perdas de referência para imunizar do efeito da variação do consumo na BT, uma alteração da chave de partilha da componente associada ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito e elimina a anterior componente 3. Inclui, igualmente, a alteração dos parâmetros do incentivo à melhoria da qualidade de serviço e a remoção dos proveitos permitidos as parcelas de custos relativos aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, uma vez que se encontram suspensos.

A descrição destas cinco componentes do IMDD e dos respetivos parâmetros está detalhada no capítulo 3.3.5.

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:
 - Base de custos TOTEX para o ano 2026, fator de eficiência para o período de regulação 2026-2029 e indutores de custos;
- Metodologia do tipo revenue cap aplicada ao TOTEX na BT, com a determinação dos seguintes parâmetros:
 - Base de custos TOTEX para o ano 2026, fator de eficiência para o período de regulação 2026-2029 e indutores de custos;
- Outros:
 - Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de distribuição de energia elétrica (ver ponto 3.3.4.);
 - Parâmetros dos incentivos que compõem o incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição (ver ponto 3.3.5.1);
 - Parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço (ver ponto 3.3.5.2);

- Parâmetros do incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ver ponto 3.3.5);
- Parâmetros do Incentivo à disponibilização de capacidade de injeção na RND (ver o ponto 3.3.5.3);
- Parâmetros do Incentivo à disponibilização de capacidade para alimentação de consumos a partir da RND (ver ponto 3.3.5.4).

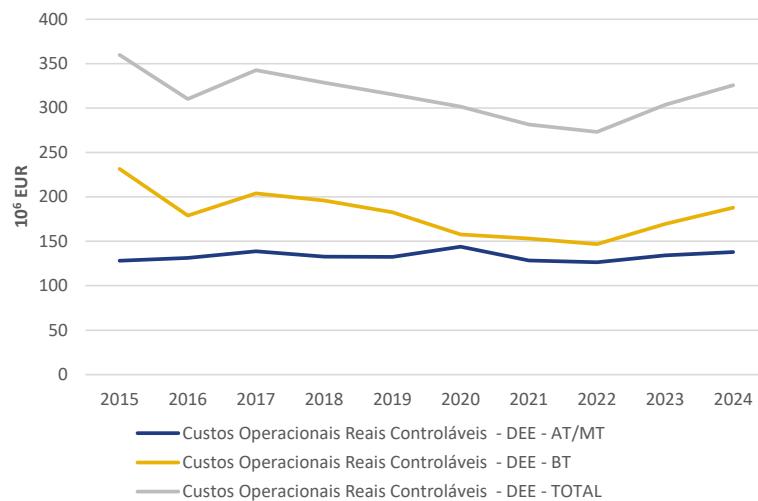
3.3.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE DEE

Na definição da base de custos torna-se essencial avaliar o desempenho da empresa em períodos anteriores. Essa análise consta do 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 os custos operacionais assumem um peso importante na estrutura de custos da empresa. Ao nível da AT/MT representou 37% dos custos totais controláveis em 2024, 50% na BT.

Deste modo, a análise da evolução desses custos e da sua recuperação através das tarifas é um exercício relevante na atividade de DEE. Como evidenciado na figura seguinte, os custos de exploração reais da atividade de DEE têm apresentado uma tendência globalmente decrescente, embora a um ritmo mais estável nos últimos anos.

**Figura 3-36 - Evolução do OPEX controlável real⁹⁵
(preços correntes)**



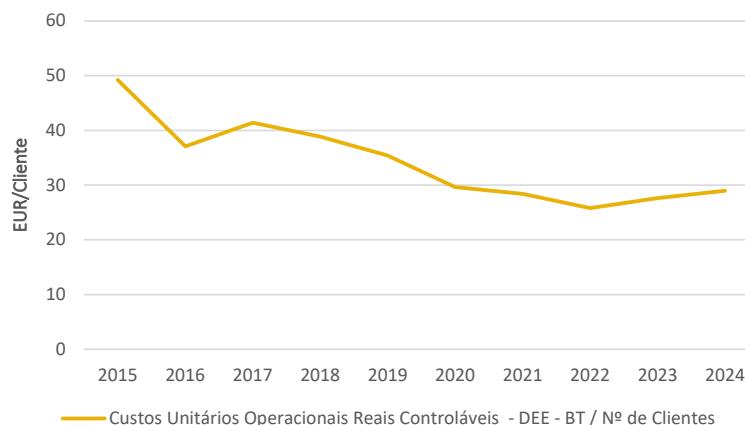
Fonte: ERSE, E-REDES

A Figura 3-36 apresenta a evolução dos custos operacionais controláveis, isto é, dos custos que são elegíveis para serem incluídos na base de custos TOTEX. Na figura, estes custos são referidos como Custos Operacionais Reais Controláveis. Observa-se que até 2022 apresentaram uma tendência globalmente decrescente, embora a um ritmo mais estável nos últimos anos. Observa-se, por outro lado, um comportamento distinto entre a atividade em BT e a atividade em AT/MT, cujos custos se têm mantido relativamente estáveis. A partir de 2023, os proveitos aumentam principalmente devido à inflação.

Em termos unitários e a preços constantes de 2024, o comportamento dos custos operacionais controláveis (OPEX) é semelhante, como ilustram as figuras seguintes.

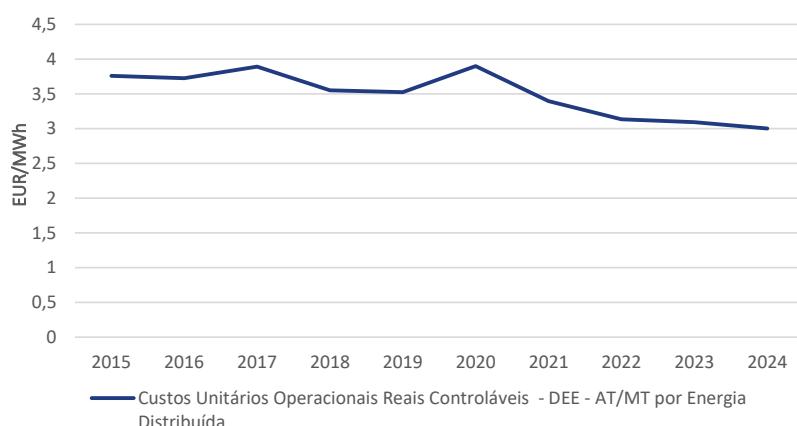
⁹⁵ As séries dos custos operacionais reais controláveis incluídos neste capítulo não incluem a dedução dos rendimentos da E-REDES decorrentes do aluguer dos apoios da BT às empresas de telecomunicações por este montante ser integralmente devolvido à Tarifa fora da parcela de custos não sujeitos a metas de eficiência.

**Figura 3-37 – Custos Operacionais Reais Controláveis (OPEX) por cliente em BT
(preços constantes 2024)**



Fonte: ERSE, E-REDES

**Figura 3-38 - Custos Operacionais Reais Controláveis (OPEX) por energia em AT/MT
(preços constantes 2024)**



Fonte: ERSE, E-REDES

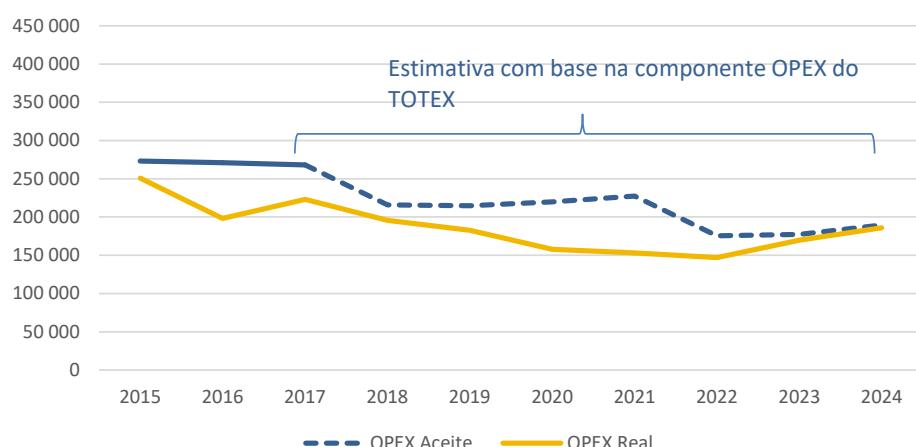
A comparação entre a evolução dos custos operacionais e os valores aceites para efeitos tarifários, que após a definição de cada nova base de custos, evoluem ao longo dos períodos de regulação com a inflação deduzida da meta de eficiência é crucial para a definição das bases de custos. A Figura 3-39 e a Figura 3-40 permitem efetuar esta comparação, ao apresentarem a evolução dos custos de exploração controláveis

incorridos pela empresa (OPEX Real) e a parcela dos proveitos permitidos associada a estes custos (OPEX Aceite) para a atividade de distribuição em BT e em MT/AT, respetivamente⁹⁶.

Nos anos que já decorreram do período de regulação de 2022-2025 observa-se uma convergência entre os custos aceites e os custos em ambos os níveis de tensão. Recorda-se que no período de regulação 2022 – 2025, além do ajuste efetuado no fator de partilha para aproximar a componente OPEX a incorporar na base de custos TOTEX aos custos reais da empresa, foi efetuado um fator de reequilíbrio adicional entre níveis de tensão. Estas opções decorreram do facto de na atividade de DEE em BT os custos reais apresentarem uma tendência de redução comparativamente aos custos aceites, enquanto que na atividade de DEE em AT/MT se caracterizava por um défice de custos aceites relativamente aos reais.

Figura 3-39 - OPEX real e aceite em BT

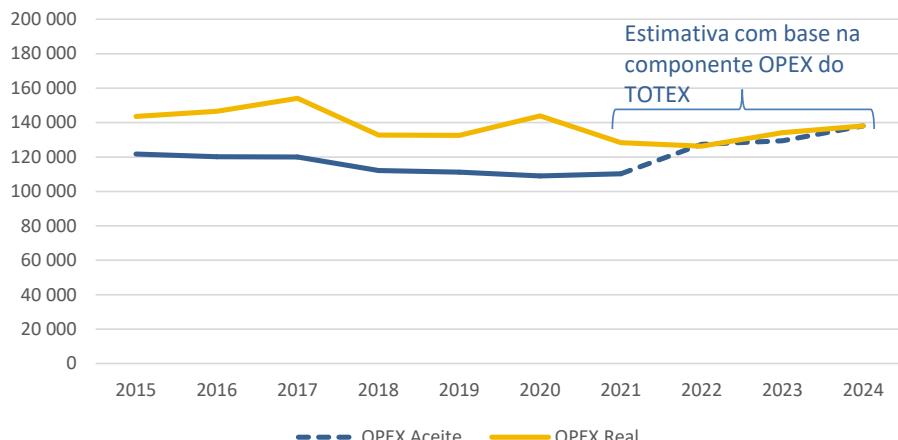
(preços correntes)



Fonte: ERSE, E-REDES

⁹⁶ Refira-se que com a aplicação da metodologia TOTEX não é possível diferenciar com rigor os custos aceites pela ERSE consoante digam respeito a OPEX ou a CAPEX. Por isso, para efeitos da presente análise, utilizou-se como ponto de partida a componente OPEX subjacente à base de custos TOTEX definida para cada período de regulação, fazendo-a evoluir de acordo com o IPIB-X.

Figura 3-40 - OPEX real e aceite em AT/MT
(preços correntes)



Fonte: ERSE, E-REDES

Na definição das bases de custos TOTEX importa também analisar a evolução dos proveitos permitidos e dos custos reais totais, incluindo o CAPEX e o OPEX. Neste sentido, a Figura 3-41 apresenta a evolução:

- dos proveitos permitidos da atividade de DEE para a BT e para a AT/MT (Proveitos permitidos totais). Estes proveitos permitidos incluem a recuperação dos custos não controláveis, que estão fora da base de custos, assim como os proveitos obtidos com os incentivos e excluem as rendas de concessão e ajustamentos;
- os custos reais da empresa, de exploração e de investimento (Custos reais totais);
- os proveitos permitidos que recuperam os custos de exploração e os custos de investimento, mas que não incluem nem os incentivos, nem os custos não controláveis (TOTEX aceite).

A Figura 3-42 apresenta a evolução destas séries em termos unitários, em função dos custos unitários por energia distribuída, a preços constantes de 2024.

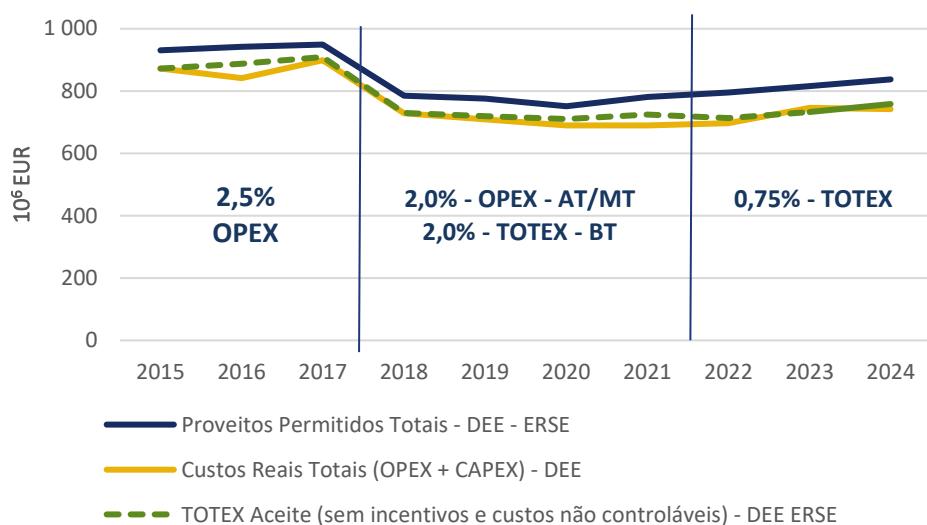
Observa-se que a partir de 2021 a tendência de redução dos proveitos permitidos totais inverteu-se. Esta inversão apenas ocorreu a partir de 2023 para o TOTEX aceite e para os custos reais totais. No entanto, os valores unitários das três rubricas, a preços constantes de 2024, mantiveram a tendência de redução tanto pelo efeito da diminuição dos custos totais a preços constantes, como pelo aumento da energia elétrica distribuída.

Nestas figuras é possível observar, além da tendência de decréscimos dos custos totais e unitários, que a empresa responsável pela atividade de TEE está a conseguir reter alguns ganhos decorrentes dos custos serem inferiores aos proveitos permitidos. Esta retenção é menos acentuada no atual período de

regulação. Essa diferença advém da contenção dos gastos de exploração e do nível de investimento realizado ser inferior ao previsto para o período de regulação.

Figura 3-41 - TOTEX – atividade de DEE

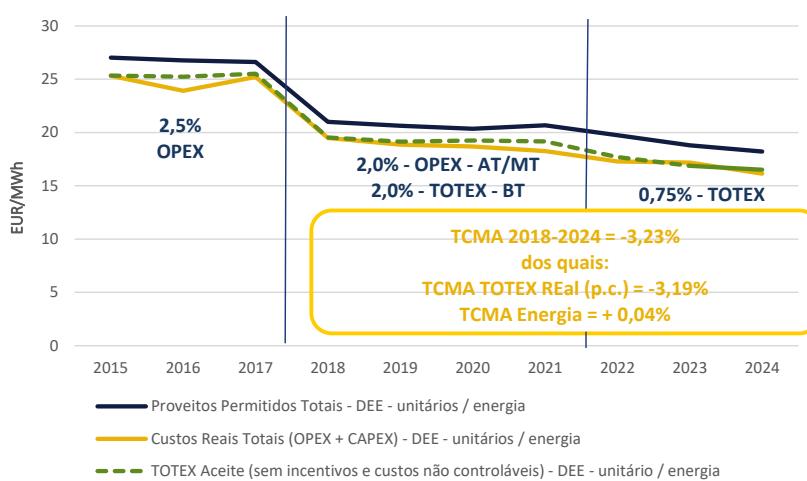
(preços correntes)



Fonte: ERSE, E-REDES

Figura 3-42 - TOTEX por energia – atividade de DEE

(preços constantes 2024)



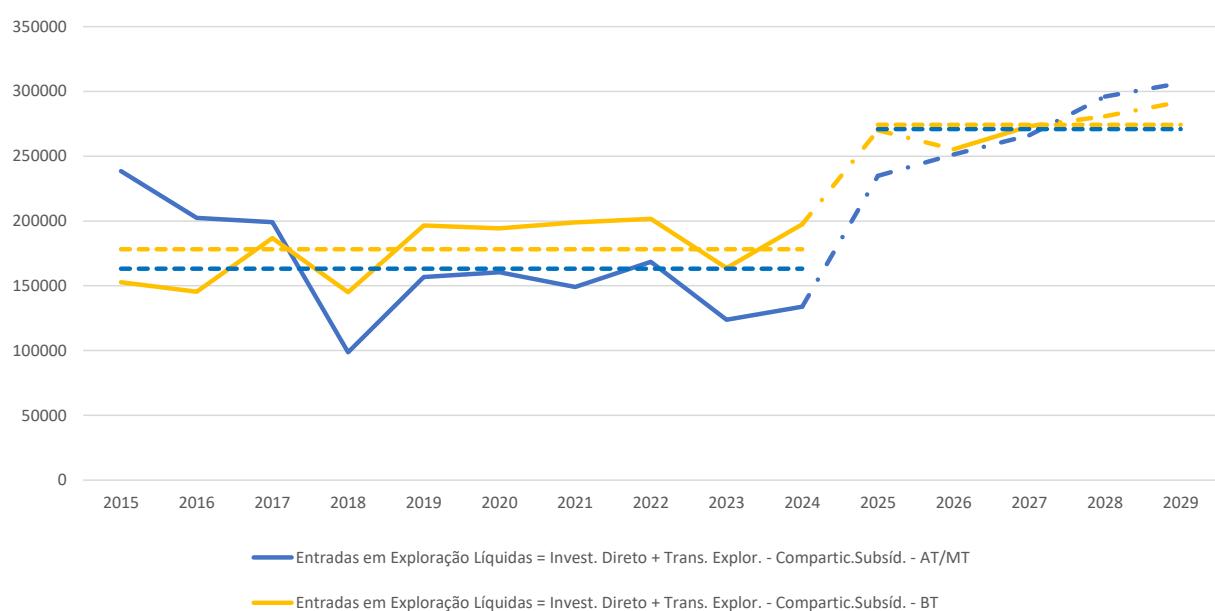
Fonte: ERSE, E-REDES

Tal como ocorre na TEE, a partir de 2022 e até 2025, a empresa passa a poder obter ganhos no CAPEX decorrente dos investimentos realizados serem inferiores ao previsto quando se definiu a base de custos TOTEX para o atual período de regulação. Contudo, a avaliação do desempenho da empresa no âmbito da

metodologia TOTEX deve ser realizada para o agregado dos 4 anos do período de regulação⁹⁷.

Uma vez que, como detalhado no capítulo 3.1.1, a componente de CAPEX da base de custos TOTEX é calculada de uma perspetiva previsional, incorporando o CAPEX decorrente das transferências para exploração que decorrem dos investimentos previstos para todo o período de regulação, a definição da base de custos requer uma avaliação da evolução dos investimentos. Assim, observa-se na Figura 3-43 que, para o período entre 2025 e 2029, a empresa prevê um incremento significativo das transferências para exploração face aos valores médios verificados no período 2015-2024. Em MT/AT, o valor médio anual foi 163 milhões de euros, prevendo cerca de 271 milhões de euros por ano em AT/MT para o novo período de regulação, enquanto em BT foi 178 milhões de euros, prevendo agora 274 milhões de euros anuais, líquidos de comparticipações.

Figura 3-43 - Evolução dos investimentos entrados em exploração (preços constantes de 2024) – atividade de DEE



NOTA: A partir de 2025, os valores são previsionais e as linhas horizontais, a tracejado, apresentam os valores médios de 2015/2024 e 2025/2029.

Fonte: ERSE, REN

⁹⁷ Como o CAPEX considerado na base de custos TOTEX tem uma evolução crescente ao longo do período de regulação, é natural que nos primeiros anos o CAPEX real seja inferior ao CAPEX implícito na base de custos, sem que isso indique, necessariamente, ganhos obtidos pela empresa face às metas impostas pelo regulador.

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

Como referido, para o período de regulação 2026-2029, a ERSE manteve a metodologia de regulação da atividade de DEE. Neste sentido, no presente capítulo apresenta-se e justifica-se a escolha das principais opções aplicadas na definição da base de custos TOTEX para 2026, e dos restantes parâmetros que condicionarão a evolução dessa base de custos até ao final do período de regulação, como as metas de eficiência e os indutores de custos.

3.3.3.1 BASE DE CUSTOS TOTAIS PARA A ATIVIDADE DE DEE

No período de regulação que se inicia em 2026 mantém-se a metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX da atividade de distribuição de energia elétrica, tanto em AT/MT como em BT. A definição dessa base de custos obriga a reconstruir as componentes de OPEX e de CAPEX que lhe estão subjacentes, cujos procedimentos estão detalhados no ponto 3.1. Nos próximos pontos descrevem-se os procedimentos específicos da definição do TOTEX para as atividades de DEE em AT/MT e em BT.

3.3.3.1.1 DEFINIÇÃO DA COMPONENTE OPEX

A construção da componente OPEX da base de custos TOTEX das atividades de DEE em AT/MT e em BT seguiu os procedimentos elencados no ponto 2.1., com as devidas adaptações às especificidades destas atividades, que se detalham de seguida.

AJUSTAMENTOS ESPECÍFICOS

Aplicaram-se os seguintes ajustamentos específicos às rubricas de custos a considerar no cálculo da base de custos da atividade de DEE em AT/MT e em BT:

- ajustamento decorrente das regularizações efetuados em 2024, pela E-REDES, a valores de rendimentos reconhecidos, em 2020, como excedentes de comparticipações de clientes;
- as rubricas de subsídios à exploração, ganhos e perdas em imobilizações são consideradas, decorrente do processo de harmonização de procedimentos entre empresas reguladas;

- reconhecimento de 50% dos custos efetivos de 2023 e 2024 das rubricas de perdas por indemnizações a clientes BT e outras perdas por indemnizações, por aplicação do princípio da periodização económica⁹⁸.

Para além dos ajustamentos referidos, mantém-se o reconhecimento fora da base de custos das perdas atuariais e dos custos como planos de reestruturação de recursos humanos. A justificação mais detalhada do tratamento desses custos consta do documento [«Parâmetros de Regulação para o período 2018 a 2020»](#).

FATOR DE PARTILHA

A escolha do fator de partilha a aplicar à ponderação entre custos reais e custos aceites constitui uma decisão fundamental para se obter o valor da base de custos e sinalizar orientações regulatórias para o novo período de regulação.

No caso da atividade de DEE, no nível de tensão em AT/MT, no período de regulação 2022-2025 aplicou-se um fator de partilha de 75%, na média dos custos reais de 2019 e 2020, e de 25%, na média dos custos aceites desses anos. No caso do nível de tensão BT, já regulado pela metodologia TOTEX desde 2018, os 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.

Na definição do fator de partilha para o período de regulação de 2026-2029 teve-se em conta o desempenho da empresa no período de 2022-2025. Como observado na secção anterior, a empresa tem conseguido obter custos em linha ou inferiores aos proveitos permitidos, cumprindo assim com as metas de eficiência definidas pela ERSE. Assim, de modo a partilhar equitativamente entre a empresa e os consumidores os ganhos e perdas de eficiência obtidos nos últimos anos, mas mantendo os sinais para uma gestão eficiente da atividade, adotou-se um fator de partilha de **50% da média dos custos reais de 2023 e 2024** e de **50% da média dos custos aceites de 2023 e 2024**, ambos revistos com os ajustamentos específicos. Tal como se evidencia de seguida, nos anos de 2023 e 2024, os custos aceites da BT apresentaram-se superiores aos custos reais. Desta forma, o fator de partilha anteriormente mencionado será no sentido de repartir os ganhos de eficiência com os consumidores. Na AT/MT observa-se um

⁹⁸ Considerou-se os custos de indemnizações efetivos dos anos de 2023 e 2024 em detrimento dos valores reportados nas demonstrações dos resultados por estes últimos corresponderem a valores faturados nesses dois anos, mas que dizem respeito a diferentes períodos.

comportamento contrário ao referido para a BT, pelo que, em AT/MT o fator de partilha é no sentido de diminuir as perdas para a empresa.

COMPONENTE OPEX DA BASE DE CUSTOS TOTEX

A Figura 3-44 e a Figura 3-45 ilustram, de uma forma simplificada para os níveis de tensão em BT e AT/MT, a metodologia adotada para cálculo das componentes OPEX da base de custos totais para o novo período de regulação.

Figura 3-44 – Componente OPEX da Base de Custos Totais BT - Metodologia para novo período de regulação⁹⁹

DEE - BT - OPEX		
	2023	2024
Preços constantes de 2024 - Unidade: 10 ³ euros		
A Custos Reais Controláveis DEE	177 869	186 067
B Outros ajustamentos	-674	-570
C = A + B Custos Reais Controláveis DEE após exclusão de rubricas	177 194	185 497
D = (C₂₀₂₃ + C₂₀₂₄)/2 Média dos Custos Reais Controláveis DEE de 2023 e de 2024	181 346	
E Custos aceites em tarifas implícitos no TOTEX	185 650	189 625
F Outros ajustamentos	-674	-570
G = E + F Custos aceites em tarifas implícitos no TOTEX após exclusão de rubricas	184 976	189 055
H = (G₂₀₂₃ + G₂₀₂₄)/2 Média dos Custos Aceitáveis Controláveis DEE de 2023 e de 2024	187 015	
I = 50%*D + 50%*H Base de custos OPEX com partilha de ganhos (50% real / 50% aceite)	184 181	
Partilha de ganhos: 50% real 50% aceite		
Atualizado para 2026 com aplicação de 2 anos de IPIB-X e Indutores		
2026		
Base custos DEE BT componente OPEX 2026	197 944	
Variação vs aceite média 2023-2024	5,84%	
Variação vs real 2023-2024	9,15%	

Fonte: ERSE, E-REDES

⁹⁹ A linha A – custos reais controláveis já inclui a aplicação do princípio da especialização aos custos com as indemnizações a clientes BT.

Figura 3-45 – Componente OPEX da Base de Custos Totais AT/MT - Metodologia para novo período de regulação

DEE - AT/MT - OPEX			
Preços constantes de 2024 - Unidade: 10^3 euros			
		2023	2024
A	Custos Reais Controláveis DEE	140 670	138 024
B	Outros ajustamentos	-658	-796
C = A + B	Custos Reais Controláveis DEE após exclusão de rubricas	140 012	137 228
D = (C₂₀₂₃ + C₂₀₂₄)/2	Média dos Custos Reais Controláveis DEE de 2023 e de 2024	138 620	
E	Custos aceites em tarifas implícitos no TOTEX	135 588	138 081
F	Outros ajustamentos	-658	-531
G = E + F	Custos aceites em tarifas implícitos no TOTEX após exclusão de rubricas	134 930	137 550
H = (G₂₀₂₃ + G₂₀₂₄)/2	Média dos Custos Aceites Controláveis DEE de 2023 e de 2024	136 240	
I = 50%*D + 50%*H	Base de custos OPEX com partilha de perdas (50% real / 50% aceite)	137 430	
Partilha de ganhos: 50% real 50% aceite			
Atualizado para 2026 com aplicação de 2 anos de IPIB-X e Indutores			
		2026	
Base custos DEE BT componente OPEX 2026		151 524	
Variação vs aceite média 2023-2024		11,22%	
Variação vs real 2023-2024		9,31%	

Fonte: ERSE, E-REDES

3.3.3.1.2 DEFINIÇÃO DA COMPONENTE CAPEX

Para se obter a base de custos totais, além da componente OPEX é necessário calcular a componente associada ao CAPEX, que incorpora a remuneração do ativo, líquido de amortizações e comparticipações, e as amortizações do exercício. Para esse efeito, aplicou-se a metodologia definida no capítulo 3.1.1.

AJUSTAMENTOS AO CAPEX – INVESTIMENTOS NÃO CONSIDERADOS

Dando cumprimento à competência legalmente atribuída de acompanhamento e fiscalização da calendarização, orçamentação e execução dos projetos de investimento da atividade de DEE, a ERSE efetuou uma análise aos investimentos previstos e realizados até ao presente período de regulação, bem como às previsões para os futuros investimentos reportadas pela E-REDES. Assim, na definição da componente CAPEX da base de custos TOTEX, procedeu-se à análise da informação previsional sobre investimentos a transferir para exploração enviada pelo operador da RND à ERSE para o exercício tarifário de 2026 e para a preparação do próximo período de regulação, incluindo a informação sobre investimentos a realizar nas redes em BT.

Esta análise passou pela verificação da aprovação dos investimentos, em sede de PDIRD-E, por um lado, agregados por rubrica, tal como apresentados na referida informação previsional, e, por outro, em termos de validação dos projetos inscritos na proposta de PDIRD-E 2024 (2026-2030), que abrange todo o período regulatório 2026-2029. Importa relembrar que ao contrário do PDIRT-E, o PDIRD-E inclui sempre todos os projetos já aprovados em PDIRD-E anterior, sempre que a concretização desses projetos se estende ao horizonte do plano, pelo que todos o investimento a realizar serão novamente apreciados pelo Estado concedente. A análise teve ainda por base o parecer da ERSE à proposta de PDIRD-E 2024, emitido a 10 de abril.

Tendo por base esta análise crítica efetuada pela ERSE, ao investimento proposto no âmbito da atividade de DEE (informação previsional), que inclui o investimento nas redes em BT, a ERSE considera que, no geral, o racional subjacente aos investimentos propostos para a RND estão em linha com a versão final da proposta de PDIRD-E 2024 e com o seu parecer à proposta de PDIRD-E 2024, e devidamente fundamentados. No entanto, ao longo da sua análise, a ERSE identificou alguns pontos que importa abordar e merecem especial atenção para que o exercício de definição das bases de custo TOTEX para o período regulatório 2026-2029 seja mais robusto e alinhado com os objetivos estratégicos nacionais e europeus.

No que diz respeito ao investimento proposto nas redes em AT/MT, importa em primeiro lugar aferir o grau de concretização do PDIRD-E 2020, aprovado pelo Estado concedente, e que serviu de base à definição da base de custos TOTEX 2022-2025 (no que diz respeito às redes AT/MT). No global, para um total aprovado de 896,4 M€, a custos totais, no PDIRD-E 2020, apenas foi concretizado até ao final de 2024 cerca de 60% do investimento total previsto, relembrando que o horizonte desse plano é 2025. A mesma análise, mas em termos de número de projetos, revelou um grau de concretização ainda mais reduzido, pois de um total de 140 projetos individuais inscritos no PDIRD-E 2020, apenas foram concluídos 17 projetos (12% do total). Este facto pode indicar algum grau de recalendariização/atraso nos projetos, e eventualmente resultar num aumento dos custos.

Sem prejuízo da importância dos investimentos em AT e MT (RND) para o cumprimento das metas nacionais inscritas no PNEC 2030 e no RNC 2050 para as próximas décadas, é igualmente fundamental analisar cuidadosamente os investimentos propostos pelo ORD para as redes de distribuição em BT. Recorde-se que estas redes abastecem diretamente mais de 99% dos consumidores, ainda que tal abastecimento represente apenas 50% do consumo em Portugal continental.

A custos totais, o plano de investimentos em BT proposto pela E-REDES até 2029 ascende a cerca de 1212 milhões de euros, valor estimado a partir da informação previsional remetida à ERSE pela empresa para o período regulatório 2026-2029. Importa relembrar que, contrariamente à RND, não existe ainda

uma sistematização do exercício de planeamento para as redes em BT, seja em termos de aprovação pelos municípios concedentes, seja em termos de realização de uma consulta pública, à semelhança do que sucede com o PDIRD-E em AT/MT.

Sobre esse plano de investimentos em BT, A ERSE considera, por um lado, ser importante um equilíbrio entre o nível de investimento realizado no passado, e aquele proposto para o próximo PR 2026-2029, sem que ocorra um aumento desequilibrado dos custos a suportar pelos consumidores. Contudo, a ERSE também entende que este investimento deverá naturalmente acompanhar os desafios que se colocam às redes elétricas com eletrificação dos consumos energéticos e descarbonização da sociedade. Adicionalmente, a ERSE considera que o investimento proposto (traduzido em ações concretas no terreno), não deve ultrapassar as reais capacidades de concretização da empresa.

No sentido de prover a definição da base de custos TOTEX de suporte factual, dotando da solidez necessária este exercício, as conclusões da ERSE são sustentadas no nível histórico do investimento anual concretizado em BT, nos anos mais recentes (2021 a 2024), reportado em sede de contas reguladas. Nesse sentido, a ERSE considera que o nível de investimento proposto realizar entre 2026-2029 deve ser ajustado em cerca de 5,5%, em linha com o grau de concretização do investimento proposto e efetivamente concretizado entre 2021 e 2024 (ver Figura 3-66). Este ajuste traduz-se numa redução de 57 milhões de euros, a custos totais, no montante a incluir na base de custos TOTEX 2026-2029, e que corresponde a uma redução anual de 14,25 milhões de euros.

A ERSE identificou ainda algumas lacunas em termos de informação de base disponibilizada pela empresa, considerando ser necessário um maior detalhe, que permita fundamentar as necessidades em algumas rubricas, designadamente em termos de informação sobre a condição física dos ativos e a sua criticidade, ou a base de partida em termos de ativos físicos a intervençinar. Naturalmente, esta consideração é tanto mais válida quanto mais os ativos a intervir são mais periféricos, o que sendo compreensível devido à atomização dos investimentos, nomeadamente em BT, não deixou também de merecer uma reflexão crítica, materializada nos valores a incluir na base de custos. Importa que a E-Redes torne mais evidentes as necessidades concretas de rede, por forma a permitir uma avaliação clara e contrafactual dos investimentos necessários face à possibilidade de adoção de soluções de flexibilidade como alternativa ao investimento tradicional em expansão da rede.

PARCELAS DA COMPONENTE CAPEX

Na atividade de DEE, em ambos os níveis de tensão, a renda anual correspondente à componente de CAPEX estimado da base de custos TOTEX, é calculada pela soma das seguintes parcelas desagregadas:

- uma parcela de CAPEX, decorrente dos investimentos transferidos para exploração até ao final de 2021, 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 123.º e do artigo 124.º do RT em vigor);
- uma segunda componente, decorrente dos investimentos que entraram em exploração desde 2022 e daqueles que se prevê entrarem em exploração até 2029, sobre a qual incidiram o ajustamento efetuado aos investimentos considerados em BT referido anteriormente. Como referido no capítulo 3.1.1, a parte desta parcela que corresponde à remuneração do ativo líquido também não evoluirá de acordo com o IPIB-X, uma vez que já é remunerada com uma taxa de remuneração nominal. A parte que corresponde às amortizações do exercício evoluirá de acordo com o IPIB-X e os indutores, como se detalhará no ponto 3.3.3.2.

COMPONENTE CAPEX DA BASE DE CUSTOS TOTEX

Os esquemas seguintes resumem a metodologia utilizada na definição da componente CAPEX da base de custos TOTEX da atividade de DEE em AT/MT e BT.

Figura 3-46 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais DEE - BT - Metodologia para novo período de regulação

DEE- BT - CAPEX				
Unidade: 10 ³ Euros	2026	2027	2028	2029
CAPEX dos Ativos PRÉ 2022 @ CCMP = 6,70%	129 196	113 692	104 100	97 368
CAPEX dos Ativos PRÉ 2022	111 944			
CAPEX dos Ativos Pós 2022 Redução do CAPEX por Exclusão dos Ativos CAPEX dos Ativos Pós 2022 @ CCMP = 6,70%	100 448	131 339	160 101	182 994
	1 435	3 306	5 095	6 781
CAPEX dos Ativos Pós 2022	99 013	128 033	155 006	176 214
CAPEX dos Ativos Pós 2022	137 469			
Base de Custos DEE - BT CAPEX	249 413			
Variação ao equivalente da Média 23-24	32,28%			

Fonte: ERSE, E-REDES

Na Figura 3-47 são apresentados os cálculos subjacentes às componentes de CAPEX a incluir na base de custos totais da atividade de DEE - BT.

Figura 3-47 – Detalhe de cálculo das componentes de CAPEX da Base de Custos da DEE BT

	2026	2027	2028	2029
Ativos (até 2021)				
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	739 240	664 832	598 249	535 496
Amortizações do ano Líq. Subs	79 667	69 148	64 017	61 490
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de DEE	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%
CAPEX (até 2021)	129 196	113 692	104 100	97 368
PGTO equivalente @WACC de CAPEX (até 2021)	111 944	111 944	111 944	111 944
Ativos (a partir de 2022) antes retirar ativos não considerados no TOTEX				
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	667 298	872 162	1 068 081	1 249 973
Amortizações do ano Líq. Subs	55 739	72 904	88 540	99 246
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de DEE	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%
CAPEX (a partir de 2022)	100 448	131 339	160 101	182 994
PGTO equivalente @WACC de CAPEX (a partir de 2022)	141 479	141 479	141 479	141 479
Ativos (a partir de 2022) após retirar ativos não considerados no TOTEX				
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	660 215	851 390	1 034 565	1 204 627
Amortizações do ano Líq. Subs	54 778	70 990	85 690	95 504
CAPEX (a partir de 2022) após efeito ativos não aceites	99 013	128 033	155 006	176 214
PGTO equivalente @WACC de CAPEX (a partir de 2022) após efeito ativos não considerados no TOTEX	137 469	137 469	137 469	137 469

Fonte: ERSE, E-REDES

Figura 3-48 – Componente CAPEX da Base de Custos Totais DEE – AT/MT - Metodologia para novo período de regulação

DEE- AT/MT - CAPEX	2026	2027	2028	2029
Unidade: 10 ³ Euros				
CAPEX dos Ativos PRÉ 2022 @ CCMP = 6,70%	159 151	146 189	136 234	130 203
	CAPEX Estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@CCMP)			
CAPEX dos Ativos PRÉ 2022		143 731		
CAPEX dos Ativos Pós 2022 @ CCMP = 6,70%	108 574	135 759	163 302	189 285
	CAPEX Estimado anual transformado em pagamento anual equivalente (@CCMP)			
CAPEX dos Ativos Pós 2022		147 046		
Base de Custos DEE - AT/MT CAPEX	290 777			
Variação ao equivalente da Média 23-24	15,48%			

Fonte: ERSE, E-REDES

Na Figura 3-49 são apresentados os cálculos subjacentes às componentes de CAPEX a incluir na base de custos totais da atividade de DEE – AT/MT.

Figura 3-49 – Detalhe de cálculo das componentes de CAPEX da Base de Custos da DEE AT/MT

	2026	2027	2028	2029	10 ³ EUR
Ativos (até 2021)					
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	1 164 428	1 087 188	1 016 448	949 075	
Amortizações do ano Líq. Subs	81 134	73 347	68 132	66 615	
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de DEE	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	
CAPEX (até 2021)	159 151	146 189	136 234	130 203	
PGTO equivalente @WACC de CAPEX (até 2021)	143 731	143 731	143 731	143 731	
Ativos (a partir de 2022)	2026	2027	2028	2029	
Ativo Médio Líq. Subs e amortizações (Médio)	611 497	810 787	1 020 049	1 238 226	
Amortizações do ano Líq. Subs	67 604	81 437	94 958	106 324	
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos da atividade de T~DEE	6,70%	6,70%	6,70%	6,70%	
CAPEX (a partir de 2022)	108 574	135 759	163 302	189 285	
PGTO equivalente @WACC de CAPEX (a partir de 2022)	147 046	147 046	147 046	147 046	

Fonte: ERSE, E-REDES

3.3.3.1.3 BASE DE CUSTOS TOTEX PARA O NOVO PERÍODO DE REGULAÇÃO

Por fim, obteve-se a base de custos TOTEX, para ambos os níveis de tensão, somando a componente OPEX, às duas componentes de CAPEX.

Figura 3-50 – Base de Custos Totais DEE - BT - Metodologia para novo período de regulação

DEE- BT - TOTEX	
Unidade: 10 ³ Euros	Período 2026-2029
Base de Custos DEE BT OPEX	197 944
Base de Custos DEE BT CAPEX	249 413
Base de Custos DEE BT TOTEX	447 357
Variação vs real média 2023-2024	23,57%
Variação vs aceite média 2023-2024	24,88%
Variação face T2025	20,54%

Fonte: ERSE, REN

Figura 3-51 –Base de Custos Totais DEE AT/MT -- Metodologia para novo período de regulação

DEE- AT/MT - TOTEX	
Unidade: 10 ³ Euros	Período 2026-2029
Base de Custos DEE AT/MT OPEX	151 524
Base de Custos DEE AT/MT CAPEX	290 777
Base de Custos DEE AT/MT TOTEX	442 302
Variação vs real média 2023-2024	15,88%
Variação vs aceite média 2023-2024	14,23%
Variação face T2025	10,22%

Fonte: ERSE, REN

3.3.3.2 INDUTORES APLICADOS À ATIVIDADE DE DEE

Após a definição da base de custo totais para a atividade de DEE, é necessário alocá-la aos indutores de custo, quer os de natureza económica e financeira, quer os de natureza física. No ponto 3.1.2 são descritas as regras para a definição de indutores, que são aplicáveis transversalmente a todas as atividades com regulação por incentivos aplicada ao TOTEX (TEE e DEE).

Neste ponto, analisam-se os principais resultados da aplicação dos indutores físicos da metodologia TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em alta e média tensão (DEE AT/MT) e em baixa tensão (DEE BT) no período de regulação (PR) de 2022 a 2025. Posteriormente, descrevem-se as opções tomadas na definição dos respetivos indutores físicos a aplicar a estas atividades no PR de 2026 a 2029.

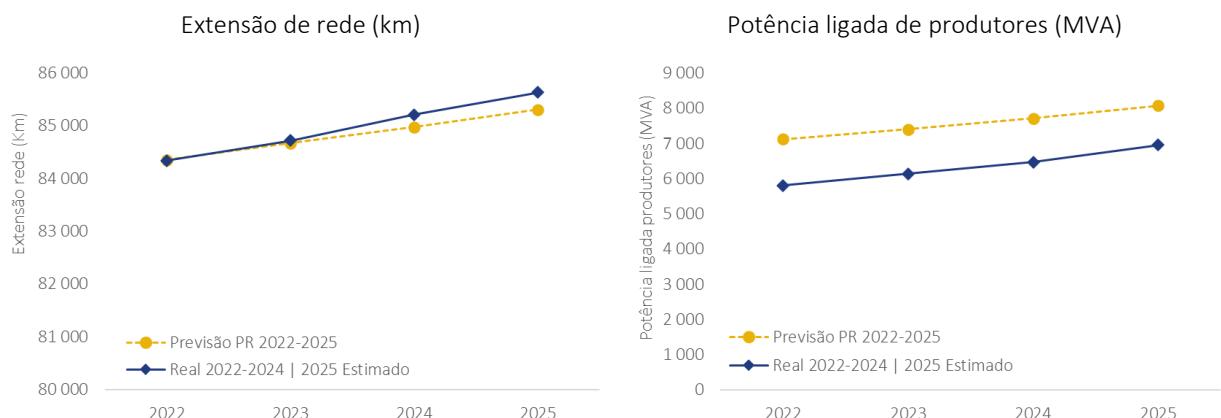
No final dos pontos que se seguem, é apresentado um resumo das bases de custos TOTEX e da sua alocação a todos os indutores, quer os de natureza económica e financeira, quer os de natureza física, em concreto na Figura 3-58 para a atividade de DEE AT/MT e na Figura 3-63 para a atividade de DEE BT.

3.3.3.2.1 INDUTORES FÍSICOS DA ATIVIDADE DE DEE EM AT/MT

IMPACTES DOS INDUTORES FÍSICOS DE 2022 A 2025

Na Figura 2-37, comparam-se, para o referido período, os valores previstos com os valores reais ocorridos¹⁰⁰. Da figura, verifica-se que as grandezas físicas dos indutores tiveram diferentes evoluções reais em relação aos valores previstos para o período. O crescimento da extensão da rede real foi superior ao previsto e a potência ligada de produtores real foi inferior ao valor previsto. De seguida, quantificam-se as consequências destas diferenças.

Figura 3-52 – Evolução anual dos indutores físicos (previsto e reais) da atividade de DEE AT/MT no PR 2022-2025



Fonte: ERSE

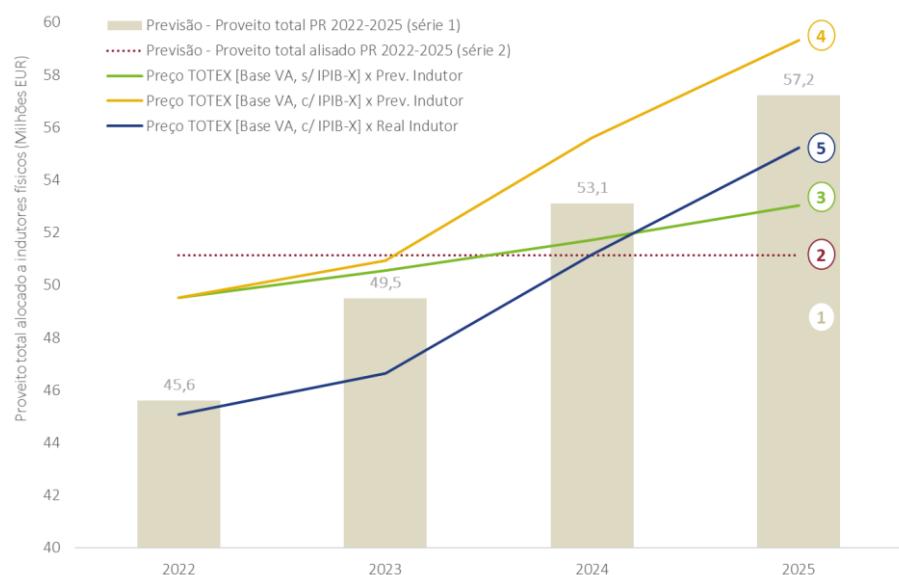
A Figura 3-53 apresenta o proveito da atividade de DEE AT/MT (valor anual da parte variável), que foi alocado a ambos os indutores físicos (série 1) e que serviu de base ao cálculo do valor da base de custos do PR de 2022 a 2025, assim como a respetiva anuidade (série 2). Estas duas séries são comparadas com a evolução, sem IPIB-X (série 3) e com IPIB-X (série 4), utilizando as previsões de quantidades dos indutores físicos, apresentados na Figura 3-11. Por fim, apresenta-se a evolução dos proveitos reais obtidos pelo

¹⁰⁰ Os valores de 2025 ainda são estimados.

operador apenas respeitantes à componente variável, resultado da evolução do proveito unitários com o IPIB-X e das quantidades reais dos indutores físicos (série 5).

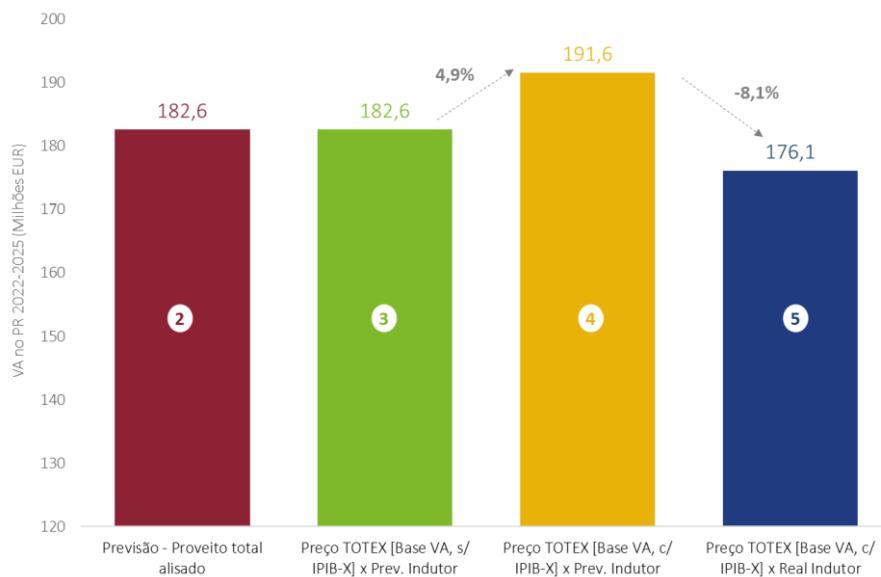
Comparando a evolução das séries do proveito do total dos indutores físicos, calculado pelo produto do proveito unitário (séries 3 e 4) com a previsão de quantidades dos respetivos indutores físicos, verifica-se que a atualização do respetivo preço com o IPIB-X resulta num aumento do respetivo proveito. Uma vez que as quantidades reais foram inferiores às previstas, a aplicação destes indutores físicos resulta num proveito real (série 5) inferior.

Figura 3-53 – Evolução anual da componente variável do proveito com indutores físicos da atividade de DEE AT/MT no PR 2022-2025



Fonte: ERSE

A Figura 3-54, analisa a Figura 3-53 no que respeita ao VA no período de 2022 a 2025.

Figura 3-54 – VA¹⁰¹ da componente variável do proveito da atividade de DEE AT/MT no PR 2022-2025

Fonte: ERSE

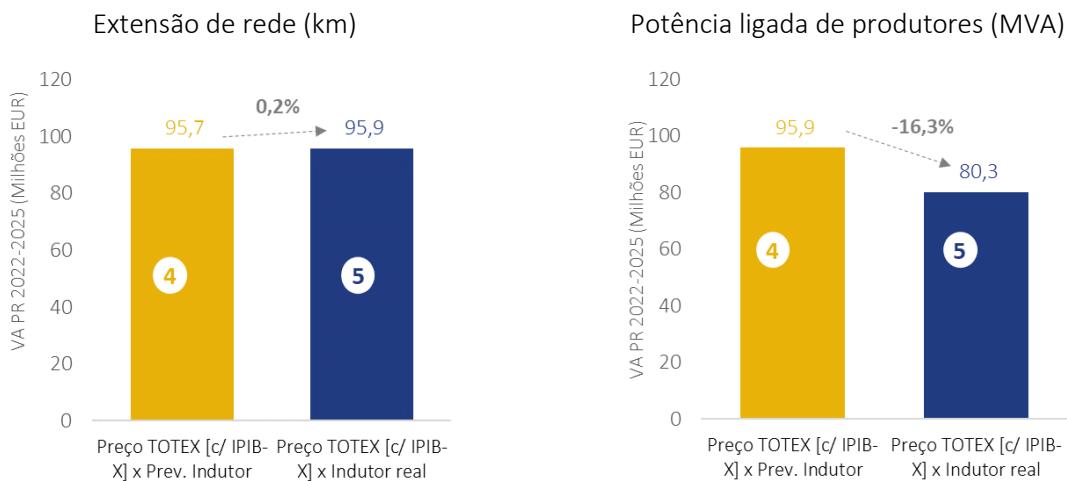
Verifica-se que no PR 2022 a 2025, a aplicação do IPIB-X ao preço unitário previsto resulta num aumento de 4,9% do proveito afeto à componente variável (série 4). No entanto, quando são aplicadas as quantidades reais¹⁰², resulta numa redução do proveito real de -8,1%. Sublinhe-se que esta componente variável representa 14% dos proveitos permitidos da base de custos TOTEX da atividade de DEE em AT/MT.

Até agora foi apresentado o resultado total do proveito afeto à componente variável. Na Figura 3-55, esse proveito é detalhado pelos respetivos indutores físicos, apenas comparando o efeito da diferença entre as previsões e os valores reais dos respetivos indutores físicos (séries 4 e 5).

¹⁰¹ VA – Valor global do período de regulação atualizado para o ano de 2022 com a taxa de remuneração da atividade de DEE.

¹⁰² O ano de 2025 ainda é um valor estimado.

Figura 3-55 – Variação do VA da componente variável do proveito por indutor físico (previsto e real) no PR 2022-2025



Fonte: ERSE, REN

O indutor físico da potência ligada de produtores foi o que verificou um desvio de quantidades superior, contribuindo com uma redução de 16,3% do proveito afeto à componente que varia com este indutor, face ao que ocorreria com os valores previstos do indutor e em valor agregado ao longo do período de regulação 2022 a 2025. Numa análise similar, a componente variável dos proveitos associada ao indutor físico da extensão de rede verificou um aumento de 0,2%, face ao que ocorreria com os valores previstos do indutor.

Em valor absoluto, resultou numa redução total do proveito da atividade de DEE AT/MT afeto à componente variável no PR de 2022 a 2025, face a uma situação em que as previsões da empresa para o indutor se tivessem confirmado. Este diferencial não pode ser associado à não recuperação de custos verdadeiramente incorridos pela empresa, mas sim a uma redução de proveitos resultante da redução de um nível de atividade inferior ao previsto, conforme medido pelos indutores físicos. A comparação entre proveitos permitidos pela metodologia TOTEX e os custos da atividade de DEE AT/MT foi ilustrada no ponto 3.3.2.

É de realçar que a análise apresentada acima não deve ser diretamente ligada a uma parcela particular da construção da base de custos TOTEX. Estas evoluções respeitam à componente variável do TOTEX, que não é, em si mesmo, nem uma parcela de OPEX, nem de CAPEX. No entanto, a calibração do peso da componente variável dependente de indutores físicos no início do próximo período de regulação deverá ter em consideração os pesos das parcelas base (de OPEX e de CAPEX) que foram incluídas na construção da base de custos TOTEX. Assim, esses pesos deverão ser calibrados consoante os objetivos pretendidos e avaliados em conjunto com as restantes componentes da metodologia de regulação.

DEFINIÇÃO DOS INDUTORES FÍSICOS DE 2026 A 2029

Previamente à definição dos indutores físicos e seguindo o racional descrito no ponto 3.1.2, deverá aplicar-se uma repartição sobre o agregado das parcelas do TOTEX da atividade de DEE AT/MT não afetadas por restrições económico-financeiras (com um peso de 53,8%), que resulte num peso da componente fixa superior ao peso que o OPEX desta atividade tem na base de custos totais de 2026, que é de 34,3% (ver Figura 3-58). Optando por uma **repartição 2/3 para a componente fixa e 1/3 para a componente variável com indutores físicos**, resulta num peso de 35,9% para a componente fixa, cumprindo-se desta forma o pressuposto de ter um peso superior ao do OPEX atrás referido. Este peso significativo da componente fixa contribui igualmente para a estabilidade no perfil de proveitos permitidos que se pretende obter ao aplicar uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX desta atividade. No que respeita à componente variável com indutores físicos, por exclusão de partes, obtém-se um peso de 17,9% (resulta da diferença entre os 53,8% e os 35,9%), a qual foi imputada aos indutores físicos conforme descrito de seguida.

Para os possíveis indutores físicos identificados pela ERSE, destacando os atualmente em vigor, o Quadro 3-16 apresenta os coeficientes de correlação¹⁰³ obtidos entre as séries históricas das grandezas físicas e as séries históricas das rubricas de proveitos da atividade de DEE em AT/MT que correspondem às parcelas do TOTEX sem restrições (i.e. sobre as quais incidem metas de eficiência). Nesse quadro, apresentam-se as grandezas físicas relacionadas com a dimensão e capacidade da rede e outras representativas dos *outputs* da atividade do operador. A correlação com os gastos com amortizações tem particular relevância, uma vez que a rubrica de custo alocada à componente do TOTEX variável com indutores físicos são as amortizações referentes a ativos transferidos para exploração a partir de 2022, de acordo com os pressupostos adotados na calibração dos pesos das componentes fixa e variáveis com indutores físicos, conforme descrito no ponto 3.1.2.

Num plano qualitativo, para cada variável foram avaliadas as dimensões estabilidade, exogeneidade e auditabilidade¹⁰⁴, cuja qualificação em três níveis se apresenta no quadro seguinte. São também indicados possíveis sinais regulatórios a transmitir aos operadores por cada uma das grandezas físicas, caso sejam adotadas como indutores do TOTEX.

¹⁰³ Foram usadas séries dos dados reais entre 2010 e 2024 e o valor da correlação varia entre -1 e 1.

¹⁰⁴ Estes conceitos estão descritos no ponto 3.1.2.

Quadro 3-16 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores físicos da atividade de DEE em AT/MT¹⁰⁵

Variáveis físicas	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Sinal regulatório	Amortização Exercício	OPEX Real
Extensão da rede de distribuição AT/MT	Alta	Média	Alta	Expansão (territorial) da rede e execução dos PDIRT	0,67	0,53
Potência firme ligada à rede para produtores	Média	Alta	Média	Acelerar as ligações firmes (entrada) e execução dos PDIRT	0,70	0,31
Número de subestações	Alta	Média	Alta	Aumento de capacidade da rede e execução dos PDIRT	0,72	0,35
Potência instalada de transformação	Alta	Baixa	Média	Aumento de capacidade da rede e execução dos PDIRT	0,76	0,32
Número de painéis	Alta	Baixa	Baixa	Aumento de capacidade da rede para novas ligações	0,75	0,38
Potência contratada nas saídas da rede	Média	Alta	Média	Acelerar as ligações de consumidores (saída)	0,75	0,54
Pot. ligada de produtores + Pot. contratada	Média	Alta	Média	Acelerar a ligação de produção (entrada) e consumo (saída)	0,77	0,53
Utilização média da rede (saídas)	Alta	Alta	Média	Otimização da capacidade instalada e racionalização de investimento	-0,24	-0,12
Energia veiculada pela rede de AT/MT	Baixa	Alta	Média	Nível de atividade com risco da procura energia elétrica	0,28	0,48
Nº médio de clientes	Alta	Alta	Média	Nível de atividade com risco do número clientes	0,78	0,43

Fonte: ERSE

Observa-se que, de um modo geral, as correlações com o OPEX são reduzidas, enquanto que as amortizações do exercício apresentam uma correlação superior com algumas grandezas físicas, como seja a extensão da rede, potência de transformação, potência ligada à rede para produtores e a agregação entre esta última e a potência contratada. Estas correlações, contudo, decorrem de uma análise estatística, que não permite evidenciar as relações causa e efeito entre as variáveis, nomeadamente qual o impacto direto da evolução do comprimento da rede na evolução das amortizações do exercício.

Como já aconteceu no período de regulação anterior, em termos de sinais regulatórios, faz sentido dar preferência a grandezas físicas que possam refletir os *outputs* da atividade de distribuição de energia elétrica, como sejam a potência firme ligada à rede de distribuição AT/MT para produtores e a potência contratada afiguram-se como boas opções. Conceptualmente, a agregação destas duas potências, permitiria sinalizar, num único indutor, a capacidade do operador para ligar à rede e acomodar as solicitações de qualquer tipo de utilizador da rede (produtor, consumidor, autoconsumidor, armazenamento).

Contudo, a potência ligada para produtores, já usada no período de regulação anterior, apresenta-se como a uma opção que sinaliza de forma adequada os desafios da gestão da rede de distribuição em AT/MT associados aos recursos distribuídos. Este indutor contribui para promover e acelerar a disponibilização de potência para ligação de produtores ao menor custo, nomeadamente de produtores a partir de fontes renováveis, contribuindo dessa forma para a descarbonização do setor energético no âmbito dos objetivos da atual política energética nacional e europeia.

¹⁰⁵ Apenas se apresentam algumas grandezas do Quadro 3-2. Foram usadas séries dos dados reais entre 2012 e 2024 e o valor da correlação varia entre -1 e 1.

Importa salientar que este indutor se refere à potência de ligação de produtores com capacidade firme disponibilizada pela rede, não devendo ser incluída na sua quantificação a disponibilização de capacidade com restrições, que é tratada em incentivo próprio, como descrito no ponto 3.3.5.3 deste documento.

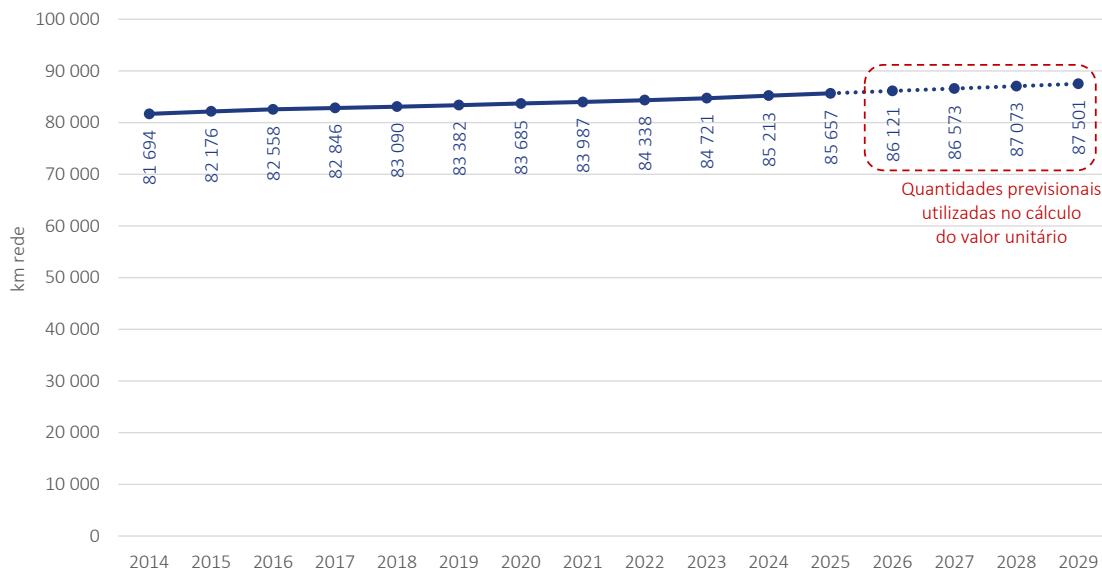
No grupo das grandezas físicas relacionadas com a dimensão e capacidade da rede, a extensão da rede apresenta correlação com as amortizações. No entanto, é controlada pela empresa na fase de planeamento e reflete uma visão mais física dos investimentos a realizar futuramente. O primeiro aspeto é mitigado pelo facto de estar enquadrada por planos de investimentos, sujeitos a parecer da ERSE. O segundo desacelera a procura de soluções baseadas em flexibilidade. No entanto, esta desvantagem também é mitigada, pelos incentivos direcionados a este tema que são implementados a partir deste período de regulação (ver pontos 3.3.5.3 e 3.3.5.4), assim como a própria metodologia TOTEX, que promove uma gestão flexível dos recursos.

Por outro lado, como as previsões de investimento da atividade de DEE em AT/MT para o próximo período de regulação são internalizadas no TOTEX, pode ser desejável considerar-se um indutor físico que não seja exógeno, para responsabilizar as empresas pelas suas previsões, e contrabalançar a exogeneidade do outro indutor, a potência firme ligada para produtores.

Pelos motivos explicitados, a ERSE opta por manter os indutores físicos do período de regulação anterior, **extensão da rede e potência firme ligada de produtores**, para a componente variável da metodologia de regulação por incentivos do TOTEX da atividade de distribuição em AT/MT.

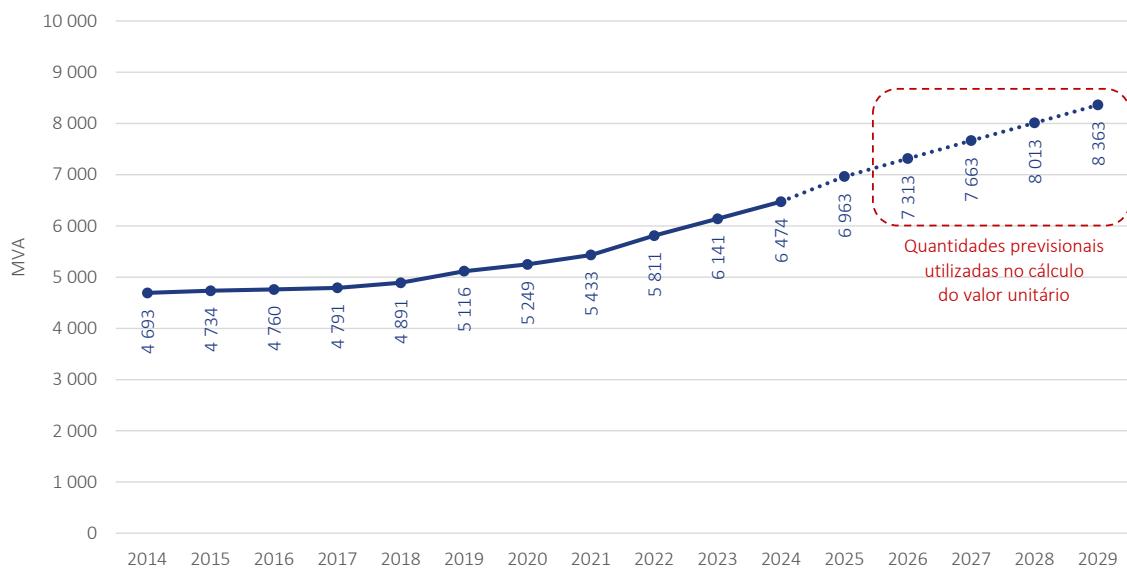
A evolução histórica e as previsões da E-REDES para estas duas grandezas físicas apresentam-se na Figura 3-56 e na Figura 3-57, constatando-se que ambas têm previsões de evolução regulares no período de regulação 2026-2029.

Figura 3-56 - Evolução da extensão da rede de distribuição em AT/MT no período de 2014 a 2029



Fonte: E-REDES, ERSE

Figura 3-57 - Evolução da potência firme ligada à rede de distribuição em AT/MT para produtores no período de 2014 a 2029



Fonte: E-REDES, ERSE

Como referido no ponto 3.1.2, os valores unitários de 2026 a aplicar nas componentes variáveis do TOTEX associadas a indutores físicos internalizaram 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. Nas figuras acima estão assinaladas as quantidades usadas nesse cálculo para os dois indutores.

Esta opção para o cálculo do valor unitário tem impacto no proveito permitido do ano 2026, 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 2026, que se torna necessário devido à metodologia de obtenção do valor unitário a aplicar aos indutores físicos.

Figura 3-58 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de DEE em AT/MT e recalcular do TOTEX para o ano 2026 por aplicação dos indutores físicos

AT/MT											
1 - Componentes iniciais da Base de custos TOTEX PR 2026-2029			2 - Desagregação da Base de custos TOTEX por média do indutor no PR 2026-2029			3 - Recálculo do TOTEX para o ano 2026, com valor do indutor em 2026					
Componentes TOTEX DEE AT/MT a distribuir por Indutores	% TOTEX Total PR 2026-2029	Montante (10 ³ EUR)	Componentes TOTEX DEE AT/MT	Peso PR 2026-2029	(A) = Valor unitário Indutor 2026	Unidade do valor unitário	Indutor	(B) = Valor do Indutor T2026	(A) x (B) = Montante de cada componente (10 ³ EUR)	Peso T2026	
CAPEX - Remuneração RAB pré 2022	16,1%	71 026	Componente variável - Condições Financiamento pré 2022, com neutralização metas de eficiência	16,1%	1060,09363	€Milhões/(tx. Remuneração * fator neutralização eficiência)	Tx remuneração*Fator neutralização eficiência	6,70%	71 026	16,2%	
CAPEX - Amortizações pré 2022	16,4%	72 705	Componente variável - Neutralização metas de eficiência pré 2022	16,4%	72,70521	€Milhões/fator neutralização eficiência	Fator neutralização eficiência	1	72 705	16,5%	
CAPEX - Remuneração RAB pós 2022	13,7%	60 517	Componente variável - Condições Financiamento pós 2022	13,7%	903,23209	€Milhões/tx. Remuneração	Tx remuneração*Fator neutralização eficiência	6,70%	60 517	13,8%	
CAPEX - Amortizações pós 2022	19,6%	86 529	Componente variável - Potência Ligada de Produtores	9,0%	5 080,32279	€/MVA	Pot. Ligada Produtores (MVA)	7313	37 152	8,5%	
OPEX	34,3%	151 1524	Componente variável - Kms de Rede	9,0%	457,20058	€/Km	Kms de rede (kms)	86121	39 375	9,0%	
			Componente Fixa	35,9%	158 702	€Milhares	n.a.	n.a.	158 702	36,1%	
Base de Custos TOTEX 2026	100%	442 302	TOTEX Total T2026	100%					439 477	100,0%	
-2825 Milhares de Euros											

Fonte: ERSE, E-REDES

Devido à metodologia usada para calcular os valores unitários das componentes variáveis dos indutores físicos, que internaliza as quantidades futuras, verifica-se que ao recalcular o TOTEX aplicando os valores unitários à potência ligada de produtores e à extensão da rede previstas para 2026, obtém-se um valor de proveitos em 2026 inferior em 2,825 milhões de euros face à base de custos TOTEX determinada no ponto 3.3.3.1.2., sendo esta diferença naturalmente anulada ao longo do período de regulação com a evolução da atividade.

Conforme referido no ponto 3.1.2 e à semelhança da análise realizada para a atividade de TEE, importará aprofundar a recolha de dados e conceitos subjacentes a indicadores de utilização da capacidade instalada na rede de distribuição em AT/MT em conjunto como o operador da RND, bem como avaliar a sua viabilidade para ser utilizado como um indutor na metodologia TOTEX e os princípios de calibração a seguir, em períodos de regulação subsequentes. Dado o caráter inovatório, a ERSE tem presente que a adoção de um indutor com estas características terá de ser gradual e com risco controlado para o operador da RND.

3.3.3.2.2 INDUTORES FÍSICOS DA ATIVIDADE DE DEE EM BT

IMPACTES DOS INDUTORES FÍSICOS DE 2022 A 2025

No PR de 2022 a 2025, a ERSE utilizou como indutores físicos para o cálculo dos proveitos da atividade de DEE BT, o número médio de consumidores abastecidos pela rede de distribuição em BT.

Na Figura 3-59, comparam-se, para o referido período, os valores previstos com os valores reais ocorridos¹⁰⁶. Da figura, verifica-se que o número médio de consumidores previsto foi superior até 2024, estimando-se que em 2025 seja inferior ao valor real. De seguida, quantifica-se a consequência destas diferenças anuais no PR.

Figura 3-59 – Evolução anual dos indutores físicos (previsto e reais) da atividade de DEE BT, no PR 2022-2025.

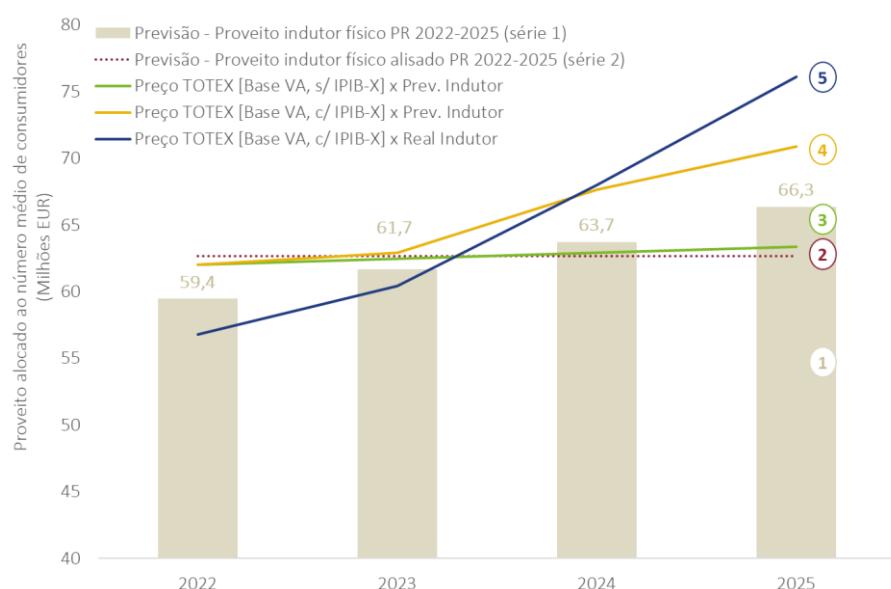


Fonte: ERSE

¹⁰⁶ Os valores de 2025 ainda são estimados.

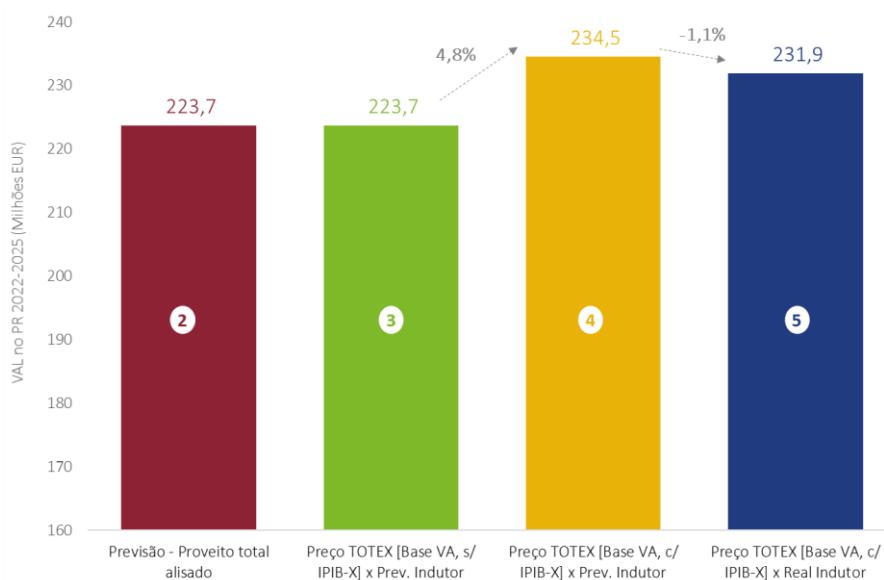
A explicação detalhada deste processo foi feita no ponto anterior, pelo que o mesmo é aqui descrito sinteticamente. A Figura 3-60 apresenta o proveito da atividade de DEE BT (parte variável) associado ao indutor físico, que serviu de base ao cálculo da base de custos do PR 2022-2025 e à respetiva anuidade. As séries representadas comparam a evolução do proveito sem e com a aplicação do IPIB-X, bem como o impacto da previsão e da realização do número médio de consumidores. Verifica-se que a atualização com o IPIB-X aumenta o VA do proveito estimado (séries 3 e 4), enquanto a utilização do número médio de consumidores real conduz a uma redução do VA proveito efetivo (série 5).

Figura 3-60 – Evolução anual da componente variável do proveito com indutor físico da atividade de DEE BT, no PR 2022-2025



Fonte: ERSE

A Figura 3-60 analisa a Figura 3-61 no que respeita ao VA no período de 2022 a 2025.

Figura 3-61 – VA¹⁰⁷ da componente variável do proveito da atividade de DEE BT no PR 2022-2025

Fonte: ERSE

Verifica-se que no PR 2022 a 2025, a aplicação do IPIB-X ao preço unitário previsto resulta num aumento de 4,8% do proveito afeto à componente variável (série 4). No entanto, quando são aplicadas as quantidades reais¹⁰⁸, resulta numa redução do proveito real de -1,1% face ao que ocorreria com os valores previstos do indutor, para o valor agregado ao longo do período de regulação. Sublinhe-se que esta componente variável representa 19% dos proveitos permitidos da base de custos TOTEX da atividade de DEE em BT.

Este diferencial não pode ser associado à não recuperação de custos verdadeiramente incorridos pela empresa, mas sim a uma redução de proveitos resultante da redução do nível de atividade da empresa, medido pelo indutor físico. A comparação entre proveitos permitidos pela metodologia TOTEX e os custos da atividade de DEE em BT foi ilustrada no ponto 3.3.2. Adicionalmente, salienta-se que esta análise respeita à componente variável do TOTEX, que não é, em si mesmo, nem uma parcela de OPEX nem de CAPEX.

¹⁰⁷ VA – Valor global do período de regulação atualizado para o ano de 2022 com a taxa de remuneração da atividade de DEE.

¹⁰⁸ O ano de 2025 ainda é um valor estimado.

DEFINIÇÃO DOS INDUTORES FÍSICOS DE 2026 A 2029

Em linha com o descrito para os indutores da DEE em AT/MT, seguindo o racional descrito no ponto 3.1.2, deverá aplicar-se uma repartição sobre agregado das parcelas do TOTEX da atividade de DEE BT não afetadas por restrições económico-financeiras (com um peso de 61,2%), que resulte num peso da componente fixa superior ao peso que o OPEX desta atividade tem na base de custos totais de 2026, que é de 44,2% (ver Figura 3-63). Optando por uma **repartição 3/4 para a componente fixa e 1/4 para a componente variável com indutores físicos**, resulta num peso de 45,9% para a componente fixa, um peso superior ao do OPEX atrás referido. Este peso significativo da componente fixa contribui para a estabilidade nos proveitos permitidos que se pretende obter ao aplicar uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX da atividade de DEE em BT. No que respeita à componente variável com indutores físicos, por exclusão de partes, obtém-se um peso de 15,3% (resulta da diferença entre os 61,2% e os 45,9%), a qual foi imputada aos indutores físicos conforme descrito de seguida.

O Quadro 3-17 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 em três níveis à estabilidade, exogeneidade e auditabilidade destas grandezas¹⁰⁹. São também indicados possíveis sinais regulatórios a transmitir aos operadores por cada uma das grandezas físicas, caso sejam adotadas como indutores do TOTEX.

Quadro 3-17 – Grandezas físicas analisadas na seleção de indutores da atividade de DEE em BT¹¹⁰

Variáveis físicas	Estabilidade	Exogeneidade	Auditabilidade	Sinal regulatório	Amortização Exercício	OPEX Real
N.º médio Clientes BT	Alta	Alta	Média	Nível de atividade com risco do número clientes	0,94	-0,65
Extensão da rede BT	Alta	Média	Alta	Expansão (territorial) da rede	0,82	-0,66
Potência de ligação de produtores ligados à BT (s/ AC)	Média	Alta	Média	Acelerar as ligações de produtores (entrada)	-0,15	-0,63
Potência ligada de autoconsumo ligado na BT	Média	Alta	Média	Acelerar as ligações autoconsumo (entrada/saída)	0,92	-0,36
Número de PTs	Alta	Média	Alta	Aumento de capacidade da rede	0,81	-0,84
Potência de transformação instalada em PTs	Alta	Baixa	Baixa	Aumento de capacidade da rede	0,89	-0,77
Potência contratada dos consumidores de BT	Média	Alta	Média	Acelerar as ligações de consumidores (saída)	0,54	-0,85
Utilização média da rede (saídas)	Alta	Alta	Média	Amortização da capacidade instalada e racionalização de investimento	-0,58	0,74
Energia fornecida pela rede de BT	Baixa	Alta	Média	Nível de atividade com risco da procura energia elétrica	0,52	0,20

Fonte: ERSE

¹⁰⁹ Estes conceitos estão descritos no ponto 3.1.2.

¹¹⁰ Apenas se apresentam algumas grandezas do Quadro 3-2. Foram usadas séries dos dados reais entre 2012 e 2024 e o valor da correlação varia entre -1 e 1.

O número médio de clientes, para além da boa correlação com as amortizações, tem uma evolução muito estável e é exógena à atuação do 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 de uma metodologia TOTEX desta atividade.

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, são equivalentes na avaliação qualitativa de estabilidade, mas a última tem vantagem na exogeneidade. Contudo, face à atual situação de desenvolvimento das redes inteligentes, a ERSE entende que a utilização de indutores relacionados com a dimensão e capacidade da rede transmite um sinal desfavorável à procura de alternativas e de soluções inovadoras para a gestão ativa das redes de BT.

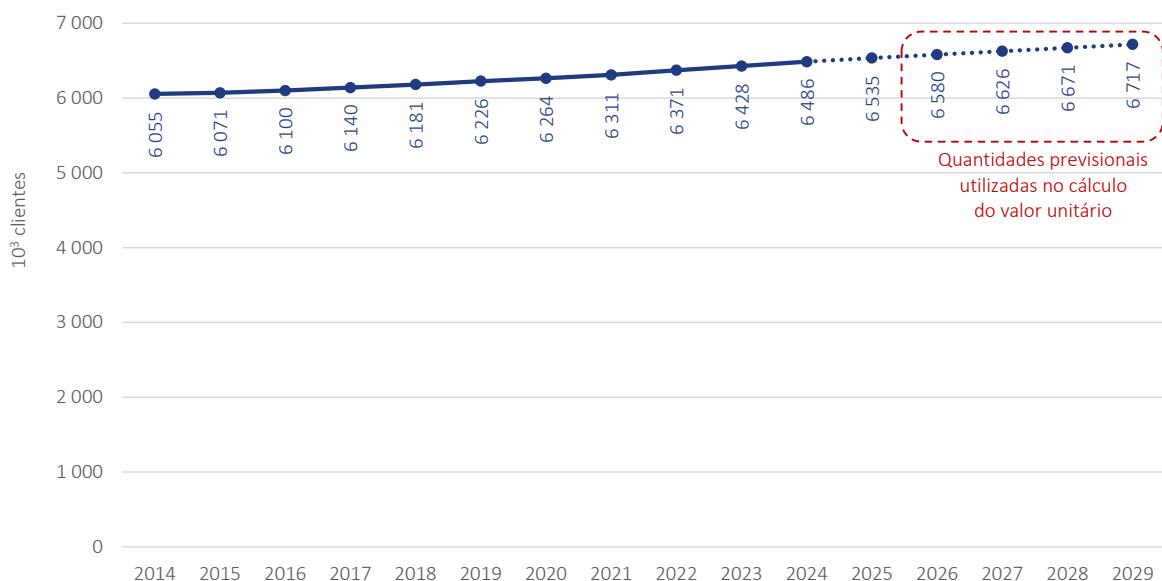
Finalmente e ao contrário do que se verifica ao nível da atividade de TEE e DEE em AT/MT, atualmente os investimentos em BT ainda não estão enquadrados por planos de investimento aprovados e submetidos a parecer da ERSE, pelo que a utilização de indutores relacionados com a dimensão e a capacidade da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

Pelos motivos expostos, a ERSE opta por manter o indutor físico do período de regulação anterior, **número médio de clientes**, para a componente variável da metodologia de regulação por incentivos ao TOTEX da atividade de DEE em BT, que, em grande medida, é representativo dos *outputs* desta atividade de rede.

Importa, ainda, sinalizar que a ERSE está ciente dos desenvolvimentos ocorridos e perspetivados no autoconsumo, carregamento de veículos elétricos e flexibilidade da procura, que poderão ter impactos nos custos da atividade de distribuição em BT e na exploração das redes. Por outro lado, a existência de novas ferramentas associadas à inteligência artificial, poderá trazer ganhos significativos de eficiência, desde a fase de planeamento até à exploração das redes. Contudo, o ainda incipiente estado de algumas destas tecnologias, não permite uma avaliação robusta com a perspetivem de influenciarem a decisão sobre os indutores das metodologias de regulação por incentivos.

A evolução histórica e as previsões da E-REDES para o número médio de clientes em BT apresentam-se na Figura 3-62.

Figura 3-62 - 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 2026 a aplicar na componente variável 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. Esta opção resulta num valor unitário da componente variável com o número médio de clientes que terá impacto no TOTEX para 2026, como se esquematiza na Figura 3-63.

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 3-63 – Esquematização do método de obtenção dos parâmetros da atividade de DEE em BT e recalcular do TOTEX para o ano 2026 por aplicação do indutor físico

1 - Componentes iniciais da Base de custos TOTEX PR 2026-2029			2 - Desagregação da Base de custos TOTEX por média do indutor no PR 2026-2029				3 - Recálculo do TOTEX para o ano 2026, com valor do indutor em 2026			
Componentes TOTEX DEE BT a distribuir por Indutores	% TOTEX Total PR 2026-2029	Montante (10 ³ EUR)	Componentes TOTEX DEE BT	Peso PR 2026-2029	(A) = Valor unitário Indutor 2026	Unidade do valor unitário	Indutor	(B) = Valor do Indutor T2026	(A) x (B) = Montante de cada componente (10 ³ EUR)	Peso T2026
CAPEX - Remuneração RAB pré 2022	9,6%	42 877	Componente variável - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização metas de eficiência	9,6%	639,9483	€Milhões/(tx. Remuneração * fator neutralização eficiência)	Tx remuneração*Fator neutralização eficiência	6,70%	42 877	9,6%
CAPEX - Amortizações pré 2022	15,4%	69 068	Componente variável - Neutralização metas de eficiência	15,4%	69,06789	€Milhões/fator neutralização eficiência	Fator neutralização eficiência	1	69 068	15,5%
CAPEX - Remuneração RAB pós 2022	13,8%	61 840	Componente variável - Condições de financiamento pós 2022	13,8%	922,98133	€Milhões/(tx. Remuneração)	Tx remuneração*Fator neutralização eficiência	6,70%	61 840	13,8%
CAPEX - Amortizações pós 2022	16,9%	75 629	Componente variável - Número médio de Clientes	15,3%	10,29285	€/cliente	# médio de clientes	6 579 850	67 725	15,2%
OPEX	44,2%	197 944	Componente Fixa (10 ³ EUR)	45,9%	205 180	€Milhares	n.a.	n.a.	205 180	45,9%
Base de Custos TOTEX 2026		100%	TOTEX Proveitos T2026		100%	-668 Milhares de Euros		446 690	100,0%	

Fonte: ERSE

A metodologia usada para calcular os valores unitários das componentes variáveis dos indutores físicos, que internaliza as quantidades futuras, origina um proveito em 2026 de cerca de 0,668 milhões de euros abaixo da base de custos TOTEX para 2026 determinada no ponto 3.3.3.1.2., decorrente do recalcular do TOTEX com aplicação do valor unitário da componente variável ao número médio de clientes previsto para 2026, que será naturalmente anulado ao longo do período de regulação.

Conforme referido no ponto 3.1.2 e à semelhança da análise realizada para a atividade de TEE, importará aprofundar a recolha de dados e conceitos subjacentes a indicadores de utilização da capacidade instalada na rede de distribuição em BT em conjunto como o operador da rede de BT, bem como avaliar a sua viabilidade para ser utilizado como um indutor na metodologia TOTEX e os princípios de calibração a seguir, em períodos de regulação subsequentes. Dado o caráter inovatório, a ERSE tem presente que a adoção de um indutor com estas características terá de ser gradual e com risco controlado para o operador da rede de BT.

3.3.3.3 METAS DE EFICIÊNCIA PARA A ATIVIDADE DE DEE

As metas de eficiência assumem um papel fundamental na implementação de regulação por incentivos, devendo a sua definição seguir critérios rigorosos de modo a permitir os objetivos estabelecidos. Para a

determinação dessas metas de eficiência, as análises de *benchmarking*, nas quais se compara o nível de eficiência entre pares, constituem um método largamente utilizado pelos diferentes reguladores, por permitirem avaliar a distância entre o nível efetivo de eficiência das empresas reguladas e a fronteira de eficiência.

Neste contexto, à semelhança do efetuado em 2021, a ERSE realizou, em 2025, um *benchmarking* a operadores de rede de distribuição europeus, descrito no documento «Estudo de Benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição», que integra o processo de definição de tarifas para 2026 e dos parâmetros para o período de regulação 2026-2029. As duas amostras de empresas de distribuição de energia elétrica analisadas neste estudo são constituídas por 35 operadores de 12 países e 45 operadores de distribuição de 13 países.

O principal objetivo do estudo é estimar a eficiência dos operadores de distribuição de energia elétrica ao nível dos custos, contribuindo assim 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 2026.

Os diferentes modelos combinaram o OPEX ou o TOTEX, como variáveis que representam os recursos necessários para a realização da atividade (*inputs*), com o número de pontos de abastecimentos e extensão da rede, como variáveis associadas aos serviços prestados (*outputs*). Relativamente aos *benchmarks* realizados no passado, registam-se algumas diferenças relevantes, introduzidas com o objetivo de melhorar esse exercício.

Em primeiro lugar, considerou-se, pela primeira vez, a qualidade de serviço, medida pelo SAIDI, como variável de contexto. Reconheceu-se que o nível de custos está relacionado com a qualidade do serviço prestado. Adicionalmente, incluíram-se modelos em que as rubricas de custos com investimentos são ajustadas para anular as diferenças de paridade de poder de compra entre os países em que operam as empresas que constituem a amostra.

Analizando os resultados dos vários modelos considerados, conclui-se que a E-REDES apresenta desempenhos positivos.

Nos modelos, em que os inputs são o OPEX ou o TOTEX, e em que os custos de investimento não são ajustados pela paridade do poder de compra, a E-REDES posiciona-se entre o 1º quartil dos resultados e a fronteira de eficiência. Nos modelos TOTEX em que os custos de investimento são ajustados por via da paridade poder de compra, o posicionamento da E-REDES varia entre o percentil 20 e o percentil 10.

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 Redes de Distribuição”. A análise dos resultados obtidos permitiu estimar um valor de progresso tecnológico na ordem dos 0,25%, o que corresponde à taxa mínima anual de diminuição dos custos esperada.

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 desempenho da empresa no estudo de *benchmarking* é igualmente positivo, situando-a próximo ou na fronteira de eficiência consoante os modelos.

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.

Deste modo, a **ERSE considera adequada uma meta de eficiência de 0,50%** a aplicar aos custos elegíveis (Componente OPEX e Componente CAPEX a partir de 2026), de acordo com a metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX no período de regulação 2026-2029. Esta meta está em linha com a referência mínima de eficiência apresentada no capítulo 5 “Estudo de Benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição” para as empresas que se posicionam entre o 1º quartil e percentil 10 dos níveis de eficiência.

3.3.3.4 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE DEE

Assim, para o período de regulação 2026-2029 consideram-se os parâmetros apresentados nos quadros seguintes.

Quadro 3-18 – Parâmetros para o período de regulação 2026-2029 – Atividade de distribuição em BT

	Parâmetros BT	
	2026	2027 - 2029
Base de Custos TOTEX (10³ EUR)	446 690	
Fator de eficiência		0,50%
Componente Fixa (10 ³ EUR)	205 180	
Componente variável unitária - Condições Financiamento pré 2022, com neutralização metas de eficiência (€Milhões/(tx. remuneração*fator neutralização eficiência))	639,94830	
Componente variável unitária - Neutralização metas de eficiência pré 2022 (€Milhões/fator neutralização eficiência)	69,06789	
Componente variável unitária - Condições Financiamento pós 2022 (€Milhões/tx. remuneração)	922,98133	
Componente variável unitária - número médio de clientes BT (€/cliente)	10,29285	

Fonte: ERSE, E-REDES

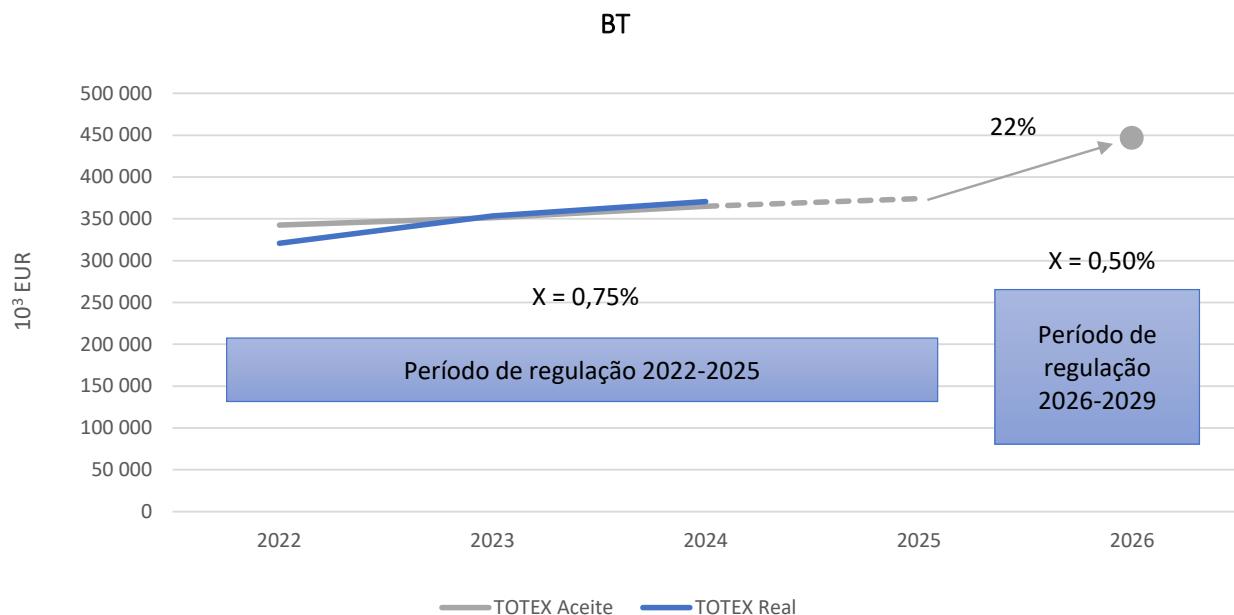
Quadro 3-19 – Parâmetros para o período de regulação 2026-2029 – Atividade de distribuição em AT/MT

	2026	2027 - 2029
Base de Custos TOTEX (10³ EUR)	439 477	
Fator de eficiência (%)		0,50%
Componente fixa (10 ³ EUR)	158 702	
Componente variável unitária - Condições Financiamento pré 2022, com neutralização metas de eficiência (€Milhões/(tx. remuneração*fator neutralização eficiência))	1060,09363	
Componente variável unitária - Neutralização metas de eficiência pré 2022 (€Milhões/fator neutralização eficiência)	72,70521	
Componente variável unitária - Condições Financiamento pós 2022 (€Milhões/tx. remuneração)	903,23209	
Componente variável unitária - Potência Ligada de Produtores (€/MVA)	5080,32279	
Componente variável unitária - Kms de Rede(€/Km)	457,20058	

Fonte: ERSE, E-REDES

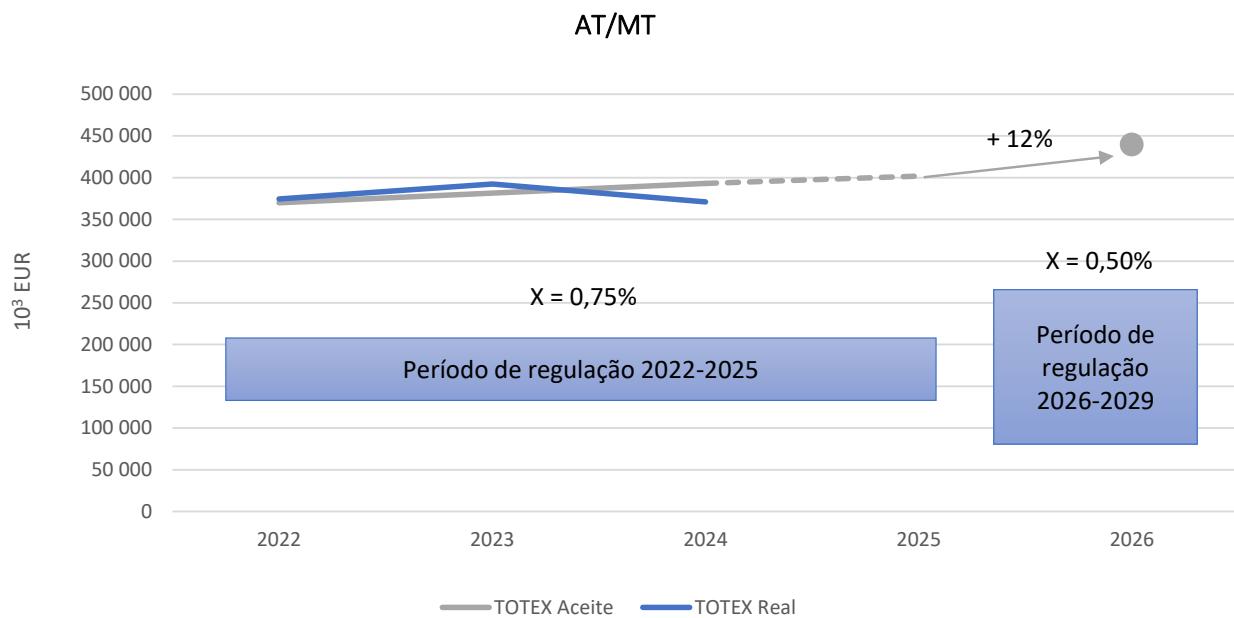
A evolução dos proveitos permitidos para 2026 com a aplicação desta metodologia constam das figuras seguintes.

Figura 3-64 – Evolução da base de custos TOTEX para o novo período de regulação – atividade de DEE –



Fonte: ERSE

Figura 3-65 – Evolução da base de custos TOTEX para o novo período de regulação – atividade de DEE –



Fonte: ERSE

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

3.3.4.1 ENQUADRAMENTO

Como referido no capítulo 3.1.3, neste novo período de regulação mantém-se a aplicação de um mecanismo de partilha de ganhos ou perdas, ocorridas no período de regulação¹¹¹. Este mecanismo é ativado apenas a partir de determinados limiares, ou *spread*, do diferencial da rentabilidade real média da atividade, ao longo dos 4 anos do período de regulação, face à respetiva taxa de remuneração, ou custo de capital, definida pela ERSE.

Para a atividade de DEE, no período de regulação 2022-2025, em ambos os níveis de tensão, definiu-se um limiar, ou *spread*, de 1,00% para o início da banda moderada ($\delta_{URD,NT}^{MOD}$ e $\delta_{URD,BT}^{MOD}$), a partir da qual a empresa partilha 50% do diferencial de rentabilidade face à taxa de remuneração definida pela ERSE, e um limiar, ou *spread*, de 1,75% para o início da banda extrema ($\delta_{URD,NT}^{EXT}$ e $\delta_{URD,BT}^{EXT}$), a partir da qual a empresa partilha a totalidade desse diferencial.

De acordo com a informação disponível até ao momento (informação real até 2024 e informação previsional para 2025), estima-se que a E-REDES poderá obter, no período de regulação 2022-2025, um ganho de rentabilidade muito pequeno face à taxa de remuneração média definida pela ERSE, em BT, enquanto que em AT/MT será mais elevado, embora menos de metade¹¹² do primeiro limiar de partilha, de 1,00%. Estes ganhos sendo abaixo desse limiar deverão ser integralmente retidos pela empresa. Recorde-se, que o desvio final decorrente deste mecanismo apenas será fechado em definitivo em 2026, com a disponibilização da informação real de 2025 para o exercício tarifário de 2027.

Além de eficiências obtidas ao nível do OPEX da BT, face aos valores incorporados na componente OPEX da base de custos inicial para o período de regulação 2022-2025, como evidenciado na Figura 3-39, estes ganhos decorreram também da componente CAPEX, devido ao adiamento da execução de investimentos, como detalhado no capítulo 3.3.3.1.2. A Figura 3-66, que compara, por nível de tensão, as previsões de

¹¹¹ 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 da ERSE n.º 101](#)

¹¹² Se as previsões da E-REDES para 2025 se concretizarem, o acréscimo de rentabilidade anual será de cerca de 0,1% em BT e de +0,4% em AT/MT no período de regulação 2022-2025.

transferências para exploração da E-REDES no início do período de regulação 2022-2025¹¹³ com os valores efetivamente incorridos até 2024 e previstos para 2025, demonstra este efeito. Sublinhe-se que, como a informação do ano de 2025 é ainda previsional, quaisquer desvios face ao valor de investimentos previsto, superior ao realizado nos últimos anos, contribuirá para um aumento do desvio de rentabilidade que se estima atualmente.

Figura 3-66 – Comparação de valores de investimento em exploração previstos pela E-REDES com os executados – 2021 a 2025¹¹⁴

Valores em milhares de euros	PR 2022-2025					TOTAL ₂₀₂₁₋₂₀₂₄	TOTAL ₂₀₂₁₋₂₀₂₅
	2021	2022	2023	2024	2025		
BT							
Investimento Líquido de Comparticipações - Previsões	166 753	175 736	190 582	211 723	175 693	744 794	920 487
Investimento Líquido de Comparticipações - Executado	170 007	179 984	156 190	197 486	270 079	703 667	973 746
Diferença	3 254	4 247	-34 392	-14 237	94 386	-41 127	53 259
Variação % (Executado vs Previsto)	1,95%	2,42%	-18,05%	-6,72%	53,72%	-5,52%	5,79%
AT/MT							
Investimento Líquido de Comparticipações - Previsões	137 220	135 699	142 871	155 691	155 413	571 481	726 894
Investimento Líquido de Comparticipações - Executado	127 359	150 465	118 059	133 883	234 784	529 766	764 550
Diferença	-9 861	14 766	-24 812	-21 808	79 371	-41 715	37 656
Variação % (Executado vs Previsto)	-7,19%	10,88%	-17,37%	-14,01%	51,07%	-7,30%	5,18%

Fonte: ERSE, E-REDES

3.3.4.2 PARÂMETROS

Neste quadro, para definir os *spreads* para a banda moderada e para a banda extrema para o período de regulação 2026-2029 ponderaram-se os critérios definidos em termos gerais no capítulo 3.1.3, adaptados às especificidades e ao contexto da atividade de DEE em AT/MT e BT.

Dessa análise conclui-se que existem alguns argumentos que poderiam justificar a definição de *spreads* inferiores aos do período de regulação 2022-2025:

- Incerteza quanto à capacidade de a empresa executar o elevado volume de investimentos previsto para os próximos anos, evidenciado na Figura 3-43: a regulação por incentivos pretende premiar a

¹¹³ Apresenta-se o ano de 2021 porque, à data da definição da base de custos TOTEX para o período de regulação 2022-2025 este valor era ainda previsional.

¹¹⁴ Os valores percentuais relativos à relação entre os montantes de investimentos previstos e executados na AT/MT não são comparáveis com a referência de 60% apresentada no ponto 3.3.3.1.2. Os dados desta figura decorrerem da realização de um exercício comparativo, entre montantes previsto pela empresa e executados, para efeitos tarifários. Os montantes previstos pela empresa poderão já internalizar algum atraso na implementação dos PDIRD.

obtenção de ganhos de eficiência e não os obtidos pelo mero atraso da calendarização de obras planeadas, mesmo que por motivos alheios aos operadores de rede.

- b) Incerteza quanto ao volume de investimentos que poderá ser necessário para garantir o cumprimento dos desafios da eletrificação: no sentido inverso ao do ponto anterior, no atual contexto podem surgir necessidades urgentes de realização de investimentos não planeados, pelo que bandas mais apertadas conferem uma maior proteção à rentabilidade e solvabilidade da empresa.

Contudo, o grau de redução das bandas não deveria comprometer a manutenção de um incentivo TOTEX relativamente forte, para levar a empresa a tentar obter ganhos de eficiência e de alocação de gastos entre OPEX e CAPEX, desenvolvendo e implementando soluções inovadoras. Esta posição foi defendida pelo Conselho Tarifário no seu parecer à proposta de tarifas para 2026.

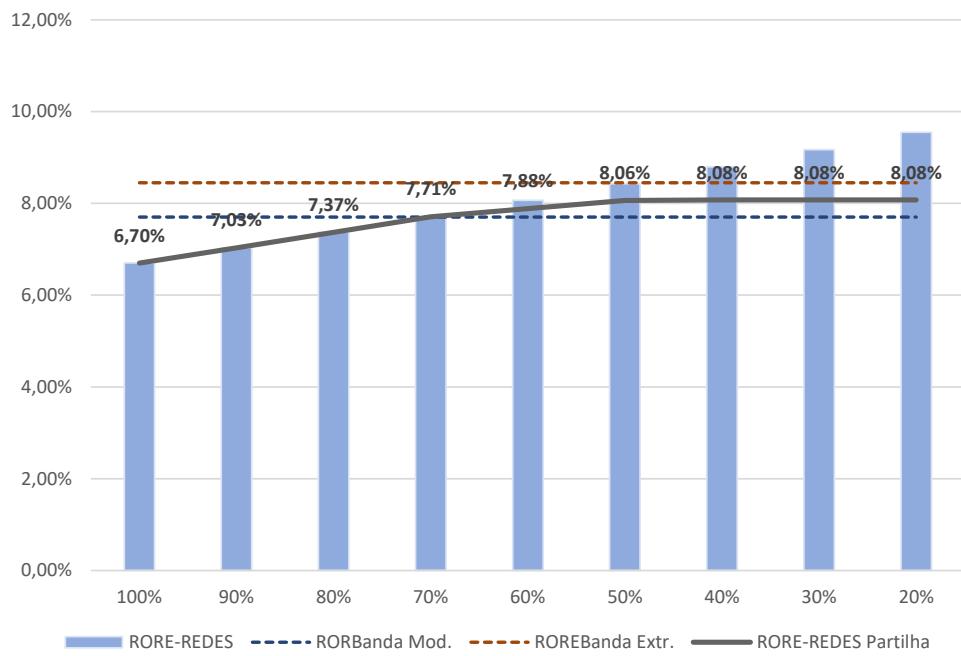
Assim, para avaliar qual o grau de redução de bandas que seria razoável para incorporar a preocupação quanto à execução de investimentos, mas sem comprometer a eficácia do incentivo TOTEX, efetuou-se uma simulação simplificada¹¹⁵ do impacte de diferentes graus de execução de investimentos na rentabilidade da atividade de DEE, em ambos os níveis de tensão, no período de regulação 2026-2029.

Os resultados desta simulação simplificada¹¹⁶, aplicando as bandas do período de regulação 2022-2025, são apresentados na Figura 3-67 (BT) e na Figura 3-68 (AT/MT).

¹¹⁵ Esta simulação não pretende refletir a evolução esperada da rentabilidade da atividade de TEE, apenas exemplificar, de uma forma simples, o potencial efeito de diferentes graus de execução de investimento. Assim, considerou-se apenas a taxa de remuneração definida pela ERSE para os ativos valorizados a custos reais, sem qualquer efeito do mecanismo de valorização de ativos a custos de referência.

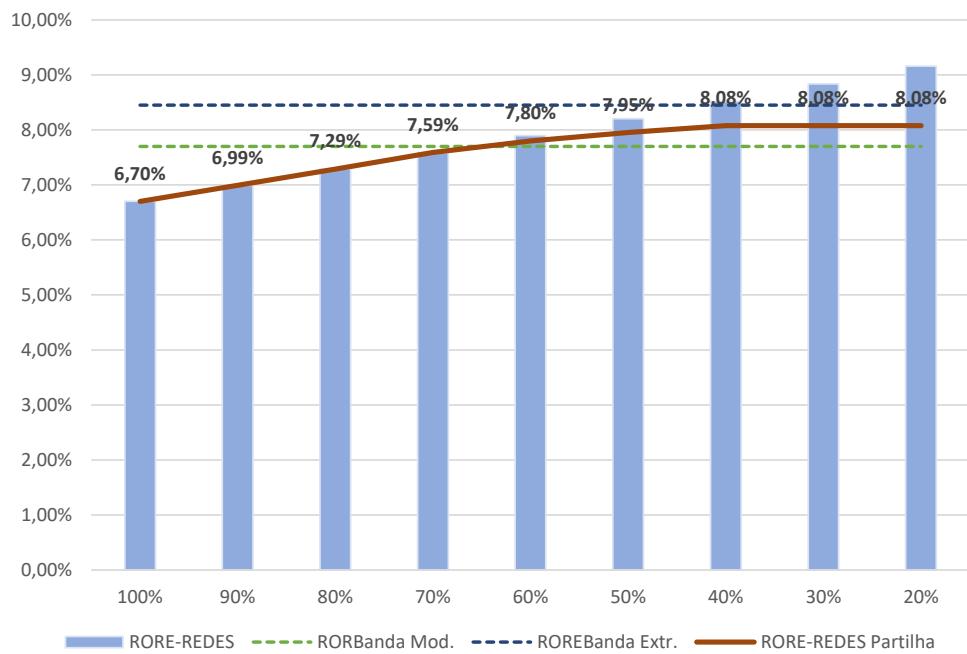
¹¹⁶ Note-se que esta simulação simplificada não pretende refletir a realidade nem a probabilidade de a empresa poder vir a não realizar investimentos, representa apenas um suporte de análise, que incluiu a ponderação de vários fatores, como referido.

Figura 3-67 – Impacte da eficácia de execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas do período de regulação 2022-2025 - BT



Fonte: ERSE, E-REDES

Figura 3-68 – Impacte da eficácia de execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas do período de regulação 2022-2025 – AT/MT

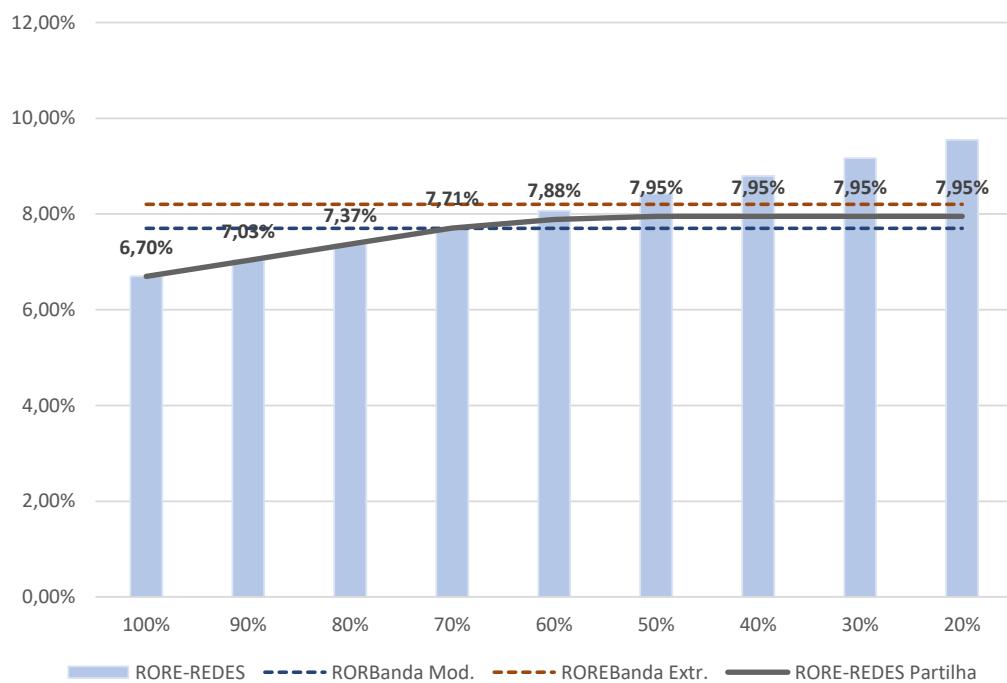


Fonte: ERSE, E-REDES

Conclui-se que, se se mantivessem as bandas do mecanismo de partilha, a partilha com os consumidores apenas ocorreria, sensivelmente, a partir de taxas de execução de investimentos perto dos 60% no caso da AT/MT (interceção das linhas a castanho e a verde) e 70% no caso da BT (interceção das linhas a cinzento e a azul).

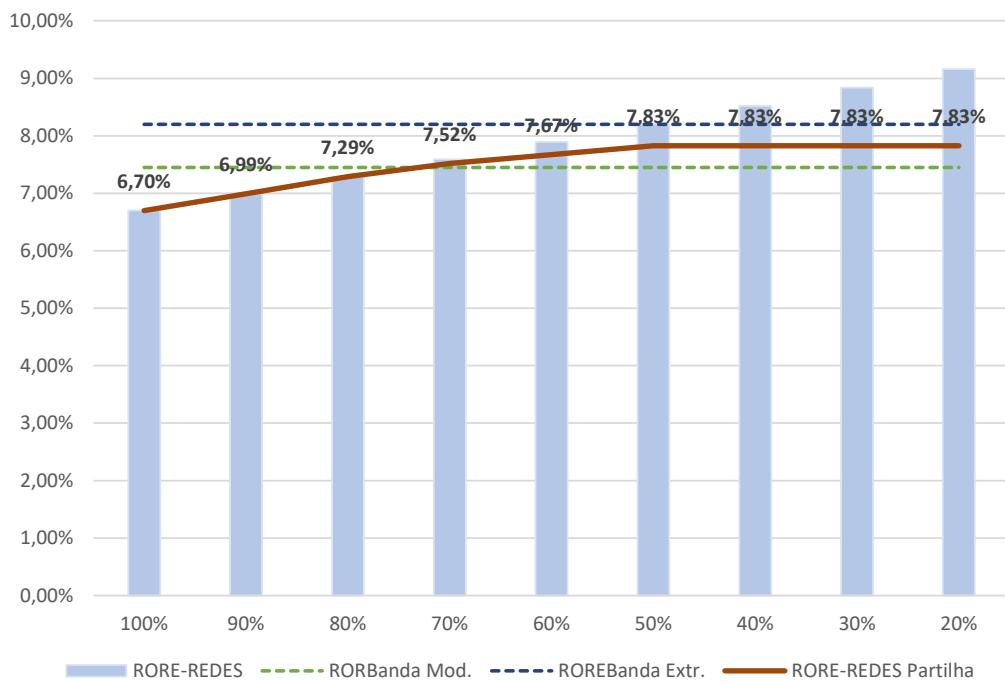
Caso se reduzisse o valor do *spread* da banda extrema adotado para a atividade DEE, em AT/MT ($\delta_{URD, NT}^{EXT}$) e em BT ($\delta_{URD, BT}^{EXT}$), para 1,50pp e o valor do *spread* para a definição da banda moderada para 0,75pp no caso da AT/MT ($\delta_{URD, NT}^{MOD}$), mantendo-se o valor do período de regulação de 2022-2025 para a BT (1,00pp) ($\delta_{URD, BT}^{MOD}$), os resultados da simulação anterior seriam os apresentados na Figura 3-69 e na Figura 3-70, para BT e AT/MT, respetivamente. Com estas alternativas a partilha de rentabilidade com os consumidores passaria a ocorrer a partir de desvios inferiores de execução de investimentos face ao planeado (execução igual ou inferior a 70%), limitando-se também a rentabilidade máxima possível.

Figura 3-69 – Impacte da eficácia de execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas alternativas para o período de regulação 2026-2029 - BT



Fonte: ERSE, E-REDES

Figura 3-70 – Impacte da eficácia de execução de investimentos na rentabilidade (RoR), com bandas alternativas para o período de regulação 2026-2029 – AT/MT



Fonte: ERSE, E-REDES

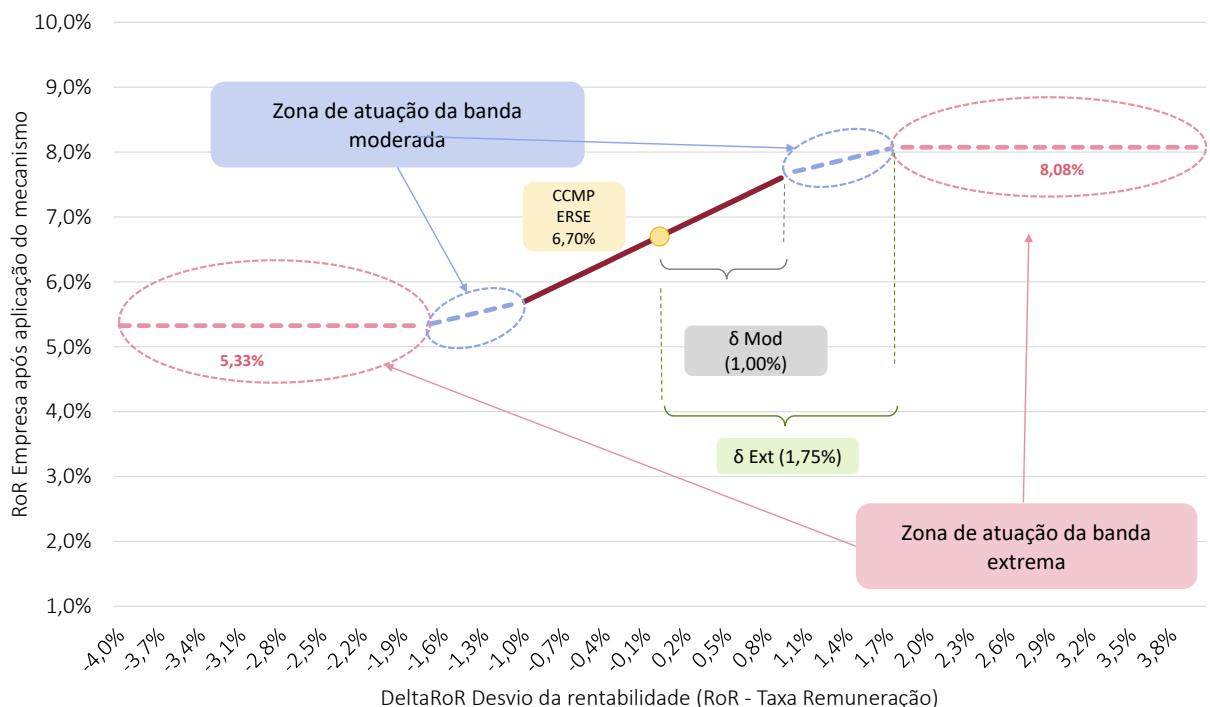
Tal como observado no caso das simulações efetuadas para a atividade de TEE (ponto 3.2.4.2), a redução das bandas na amplitude analisada não comprometeria o incentivo à obtenção de ganhos de eficiência e de inovação por parte dos operadores, subjacente à metodologia TOTEX, dando-lhes uma margem de ganhos suficientemente ampla. Observa-se que o valor máximo de rentabilidade com as bandas alternativas não diverge significativamente do que se obteria com a manutenção das bandas.

Assim, e pelas razões elencadas para a atividade de TEE no ponto supra mencionado, opta-se o período de regulação 2026-2029 manter, para ambos os níveis de tensão, as bandas do mecanismo de partilha aplicadas no período de regulação 2022-2025: **o spread da banda extrema adotado será de 1,75pp ($\delta_{URD,NT}^{EXT}$ e $\delta_{URD,BT}^{EXT}$) e o valor do spread para a definição da banda moderada será de 1,00pp ($\delta_{URD,NT}^{MOD}$ e $\delta_{URD,BT}^{MOD}$).**

No final do período de regulação, a ERSE reavaliará a manutenção dessas bandas, considerando a evolução da execução dos investimentos previstos e as respetivas justificações pelos operadores.

O resultado da manutenção das bandas, em termos de simulação global do intervalo de valores possíveis de rentabilidade a obter pela empresa, apresenta-se na figura seguinte.

Figura 3-71 – Simulação¹¹⁷ de intervalo de variação das rentabilidades efetivas das atividades de DEE-NT e DEE - BT, no período de regulação 2026-2029, após aplicação do mecanismo de partilha com as novas bandas



Fonte: ERSE, E-REDES

De acordo com os pressupostos utilizados nesta simulação global, 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 cerca de 9,7% dos proveitos da DEE de cada nível de tensão sujeitos a metas de eficiência (OPEX e componente de amortizações do CAPEX pós 2022), respetivamente. Esta simulação não considera o efeito de evolução da atividade ao longo do período de regulação.

Tal como referido no capítulo 3.2.4.2., o desvio máximo anual de lucros permitidos reais que está disponível para a atividade de DEE, face à rentabilidade definida pela ERSE, representa uma menor percentagem dos

¹¹⁷ Nesta simulação considerou-se como taxa de remuneração definida pela ERSE a que resulta da média entre a taxa de remuneração definida para os ativos valorizados a custos reais e a taxa de remuneração dos ativos valorizados a custos de referência, ponderada pelo peso dos respetivos ativos no ativo total, uma vez que esta será a taxa de referência para aplicação do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

proveitos permitidos sujeitos a metas de eficiência do que na atividade de TEE. Este efeito resulta de um maior peso dos proveitos sujeitos a metas de eficiência na DEE, onde a componente OPEX é mais significativa. No capítulo 3.2.4.2. referiu-se, igualmente, as razões para a diferenciação de bandas entre as atividades de DEE e de TEE.

O quadro seguinte resume os parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas aplicáveis à atividade de DEE para o período de regulação 2026-2029.

Quadro 3-20 – Parâmetros do mecanismo de partilha de ganhos e perdas na atividade de DEE em AT/MT e em BT para o período de regulação 2026-2029

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

3.3.5 DEFINIÇÃO DE PARÂMETROS DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO (IMDD)

O Regulamento Tarifário estrutura um quadro de incentivos à atividade de distribuição de energia elétrica com uma denominação agregadora de incentivo à melhoria do desempenho técnico da rede de distribuição

(IMDD). Este incentivo contém diferentes incentivos parcelares independentes, que cobrem diversas vertentes da atividade do ORD.

Nesta secção são definidos os parâmetros dos incentivos que compõem o IMDD, com exceção do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT, o qual decorre do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de energia elétrica (RSRI) e cujos parâmetros se detalham no capítulo 7.1.

3.3.5.1 INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

3.3.5.1.1 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.

O incentivo que vigorou no período regulatório 2022-2025 era constituído por três componentes, uma delas diretamente associada aos resultados do balanço anual de energia (componente 1) e outras duas associadas aos resultados alcançados com as ações de mitigação de situações de Apropriação Indevida de Energia (AIE) desenvolvidas pelo operador da RND (componentes 2 e 3). Estas componentes 2 e 3 correspondem a uma partilha entre os consumidores e o operador da RND dos montantes que, anualmente, são recuperados pelas ações de mitigação de AIE e dependem unicamente da dimensão do sucesso dessas ações.

3.3.5.1.2 MECANISMO A APLICAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2026-2029 encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico aprovado na sequência da [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#).

O incentivo incorpora novidades face ao anterior, nomeadamente:

- Corrigindo, em cada ano, o valor das perdas de referência para considerar o efeito da variação do peso do consumo em BT na estrutura do consumo total;
- Aumentando a partilha com o ORD dos montantes recuperados no âmbito das ações de combate à AIE;
- Eliminando a componente 3.

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

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

em que

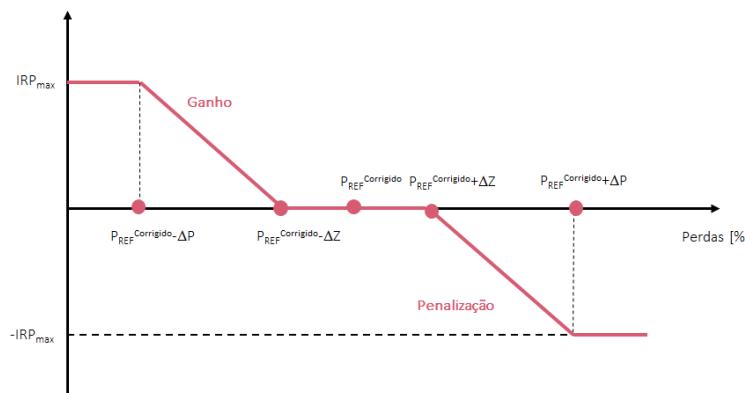
$PP_{1,URD,NT,t-2}$ Componente 1, associada ao balanço anual das perdas.

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

COMPONENTE 1 – TAXA DE PERDAS RESULTANTE DO BALANÇO DE ENERGIA

A componente 1 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição é baseada no balanço anual de energia, nomeadamente nos valores de percentagem das perdas referidos à entrada da rede, e corresponde a um mecanismo simétrico com valorização indexada ao custo da energia em mercado grossista. O mecanismo inclui uma banda neutra, em torno do valor de referência da taxa de perdas, e zonas de saturação após atingidos os valores máximos de prémio ou penalidade, tal como ilustrado na Figura 3-72.

Figura 3-72 – Componente 1 do incentivo à redução de perdas para o período de regulação 2026-2029



Fonte: ERSE

Sendo:

$IRP_{max,t-2}$ 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
$P_{REF,t-2}^{Corrigido}$	Taxa de referência das perdas na rede de distribuição no ano t-2, corrigida do efeito da variação do peso do consumo em BT no consumo total
ΔZ	Variação da banda morta (%) dentro da qual não é aplicada a valorização das perdas
ΔP	Variação 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 2026-2029, os parâmetros adotados pela ERSE para esta componente 1 tiveram em consideração:

- Uma evolução para os valores anuais da taxa de perdas de referência, PREF, que tem em atenção o passado recente e em que foi estabelecida uma meta de melhoria de desempenho que permita, ao longo dos 4 anos do período de regulação, melhorar o desempenho das redes de distribuição de Portugal continental. Tendo em atenção a melhoria de cerca de 0,1% ao ano verificada nos 2 últimos períodos de regulação (com 8,66% em 2018 e 7,83% em 2024), o valor das perdas de referência para 2026 foi fixado em 7,83%, reduzindo-se 0,1% por ano nos anos seguintes.
- Um parâmetro de valorização unitária do incentivo, $Vp1$, de 30 €/MWh. Este valor assume uma referência do custo da energia no mercado grossista para todo o período regulatório 2026-2029, no valor de 60,66 €/MWh¹¹⁸, evitando a flutuação que lhe é característica, de modo a reduzir a incerteza associada a este incentivo. À semelhança do período de regulação anterior, a ERSE propõe considerou metade do custo grossista da energia na valorização unitária do incentivo.
- Um valor de 0,6% para a banda neutra (ΔZ), dentro da qual não é aplicada qualquer valorização das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização) e que assegura uma neutralidade para situações fortuitas.

¹¹⁸ Valor do contrato *base load* anual para 2026, no OMIP, com entrega em Portugal, em 2.10.2025.

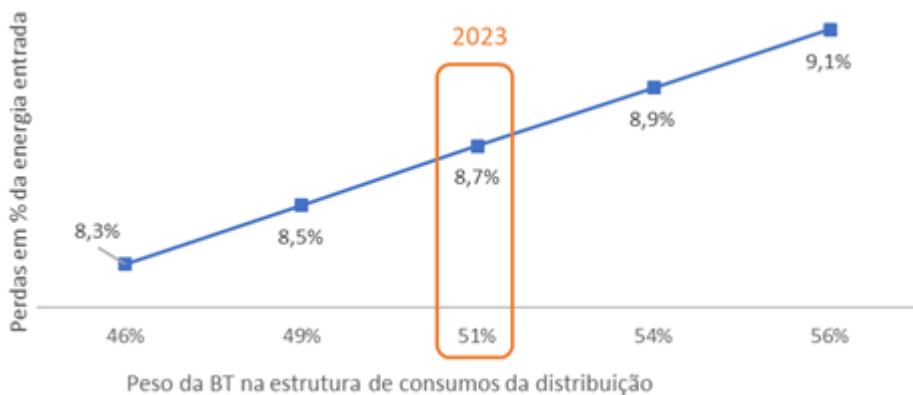
- Um valor de ΔP de 1,6% com carácter simétrico, da banda ativa para aplicação do incentivo à redução das perdas (limite válido em caso de ganho ou penalização) que assegura um valor máximo de prémio ou penalidade associado a este incentivo.
- Um valor máximo para o prémio (IRPmax) ou penalidade (IRPmin) a aplicar pela componente 1 do incentivo no valor de 14 milhões de euros, que corresponde à valorização de 1% (máximo da banda ativa, DP-DZ) ao custo de referência, tomando o balanço de energia de 2024 como referência.

Nota-se ainda que o Regulamento Tarifário estabelece que o valor anual taxa de perdas de referência do incentivo deve ser ajustado para considerar o efeito da modificação da estrutura de consumos na rede de distribuição, entre a BT e os restantes níveis de tensão. Este ajustamento é feito através de um fator estabelecido no início de cada período de regulação.

Com a referida correção, pretende-se anular o efeito de uma alteração da estrutura de consumos na taxa de perdas. Por exemplo, sabendo-se que a taxa de perdas associada ao consumo em BT é superior à taxa de perdas associada ao consumo em MT, se o peso do consumo em BT subir, por efeito da eletrificação do uso de energia, essa subida traduz-se num aumento da taxa de perdas média, sem que isso corresponda a uma degradação do desempenho do operador de rede.

A figura seguinte apresenta uma simulação da evolução da taxa de perdas na rede de distribuição, em função de uma alteração do peso dos consumos em BT face ao peso no cenário base.

Figura 3-73 - Evolução da taxa de perdas em função do peso dos consumos em BT



Tomando a simulação apresentada, o fator de correção da taxa de perdas de referência para o incentivo, é aplicado de acordo com a expressão seguinte:

$$P_{REF,t-2}^{\text{corrigido}} = P_{REF,t-2} + k \cdot \left(\frac{C_{BT}^{t-2}}{C_{Dist}^{t-2}} - \frac{C_{BT}^{2024}}{C_{Dist}^{2024}} \right), \text{ com } k=0,0387$$

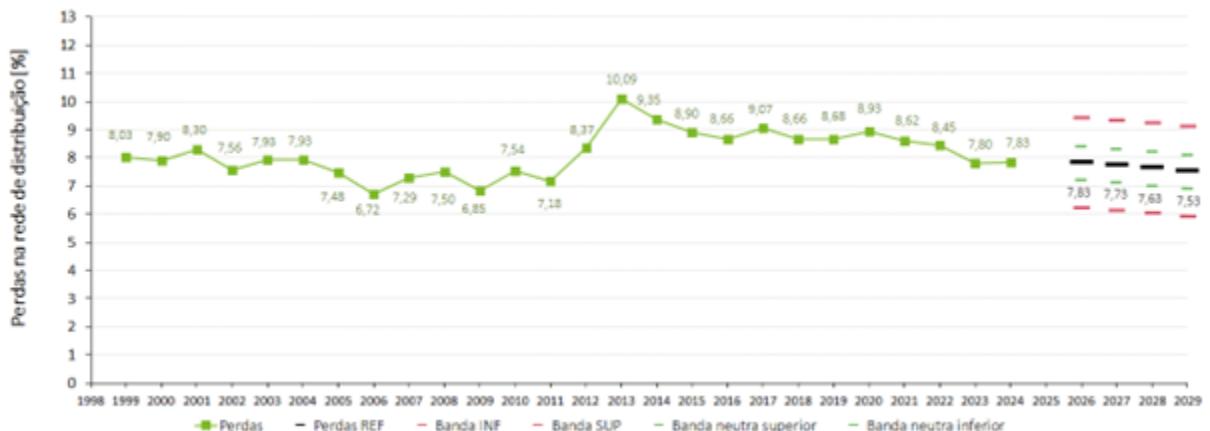
Em que:

k	Fator de correção das perdas de referência
C_{BT}^{t-2}	Consumo da BT no ano t-2
C_{Dist}^{t-2}	Consumo total na distribuição no ano t-2
C_{BT}^{2024}	Consumo da BT apurado no ano 2024
C_{Dist}^{2024}	Consumo total apurado na distribuição no ano 2024.

Na correção intervém o consumo (em BT e total da distribuição) apurado em cada ano de aplicação do incentivo (t-2), comparado com os mesmos indicadores no ano 2024, usado para referência na definição da taxa de perdas de referência para o período de regulação.

A figura seguinte 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 2026-2029.

Figura 3-74 - Evolução das perdas e dos parâmetros do incentivo para o período de regulação 2026-2029



Fonte: ERSE, E-Redes

COMPONENTE 2 – PARTILHA DA FATURAÇÃO RECUPERADA NO COMBATE À AIE

A componente 2 do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a uma partilha direta com o operador da RND dos resultados obtidos nas ações por este desenvolvidas de combate à AIE.

O Regulamento Tarifário prevê que a definição do fator de partilha com o ORD dos montantes recuperados em AIE deve diferenciar as situações de AIE imputáveis a períodos inferiores a 12 meses, prevendo um fator de partilha superior nesses casos. Nestes termos, para o período regulatório 2026-2029, a componente 2 ($PP_{2, URD, NT, t-2}$) é calculada da seguinte forma:

$$PP_{2, URD, NT, t-2} = k_{<12M} \times MR_{<12M, t-2} + k_{\geq 12M} \times MR_{\geq 12M, t-2}$$

em que:

$k_{<12M}$ Fator de partilha com o ORD dos montantes recuperados relativos a situações de AIE imputáveis a períodos inferiores a 12 meses

$MR_{<12M, t-2}$ Montante recuperado relativo a AIE no ano $t-2$, em Euros, para situações imputáveis a períodos inferiores a 12 meses

$k_{\geq 12M}$ Fator de partilha com o ORD dos montantes recuperados relativos a situações de AIE imputáveis a períodos iguais ou superiores a 12 meses

$MR_{\geq 12M, t-2}$ Montante recuperado relativo a AIE no ano $t-2$, em Euros, para situações imputáveis a períodos iguais ou superiores a 12 meses.

Sendo k a percentagem a partilhar com o operador da RND, recupera o restante montante recuperado é devolvido ao SEN. Tendo em conta os princípios definidos no Regulamento Tarifário, para o período de regulação 2026-2029 adotam os valores de $k_{<12M} = 60\%$ e $k_{\geq 12M} = 40\%$.

3.3.5.1.3 PARÂMETROS

O Quadro 3-21 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2026-2029.

Quadro 3-21 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2026-2029

Componente 1

	2026	2027	2028	2029
P_{REF}	7,83%	7,73%	7,63%	7,53%
ΔZ	0,6%			

Componente 1

	2026	2027	2028	2029
ΔP			1,6%	
V _{P1}			0,030 €/kWh	
IRP _{max} =-IRP _{min}			14 000 000 €	
K			0,0387	
$C_{BT}^{2024} / C_{Dist}^{2024}$			51,59%	

Componente 2

k <12M	60%
k ≥12M	40%

Fonte: ERSE

3.3.5.2 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 826/2023, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 28 de julho.

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

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

em que:

$$IQS_{URD,MT, t-2} \quad \text{Valor total do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em}$$

MT no ano t-2, expresso em euros.

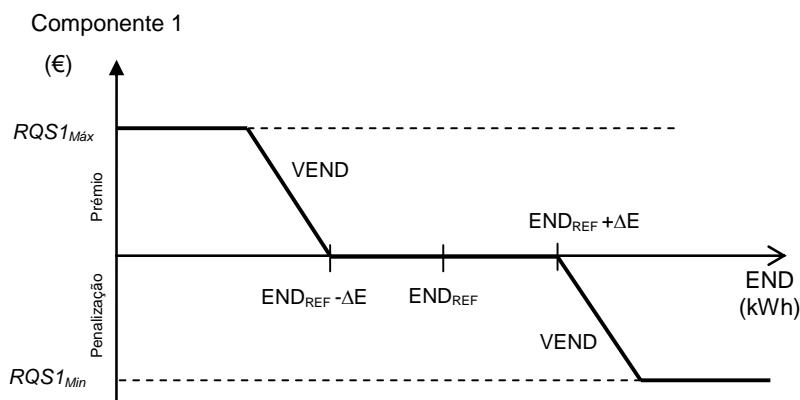
$RQS1_{MT, t-2}$ Valor da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em MT no ano t-2, expresso em euros.

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

3.3.5.2.1 PARÂMETROS DA COMPONENTE 1

A Figura 3-75 apresenta graficamente o modelo da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 3-75 – 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 $[ENDREF-\Delta E, ENDREF+\Delta E]$ 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 $ENDREF-\Delta E$, 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 $RQS1máx$ como limite máximo positivo.
- Para valores de END superiores a $ENDREF+\Delta E$, 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 $RQS1mín$ 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 excepcionais.

RESULTADOS OBTIDOS

A “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço tem vindo a ser aplicada desde 2003, sendo os seus parâmetros ajustados antes do início de cada período de regulação, através da definição de diferentes níveis de exigência para o operador da RND, de forma a refletir a evolução tecnológica, as condições operacionais da rede de distribuição em MT e as expectativas dos clientes em termos de continuidade de serviço.

No Quadro 3-22 são apresentados os parâmetros da “componente 1” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço que foram definidos para o período de regulação de 2022-2025.

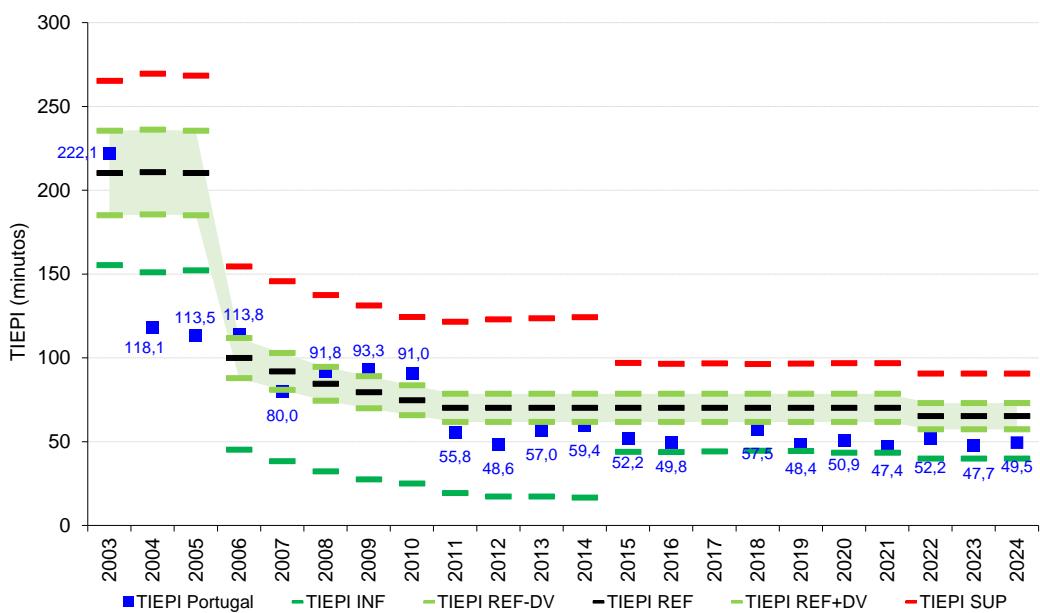
Quadro 3-22 – Parâmetros da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025

Parâmetro	Valor
END _{REF} 2022	0,0001241×ED
END _{REF} 2023	0,0001241×ED
END _{REF} 2024	0,0001237×ED
END _{REF} 2025	0,0001241×ED
ΔV	0,12x END _{REF}
VEND	4,5 €/kWh
RQS1 _{máx} = RQS1 _{mín}	6 000 000 €

A Figura 3-76 apresenta a evolução do indicador TIEPI¹¹⁹ 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.

¹¹⁹ 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 3-76 – Valores de TIEPI em Portugal

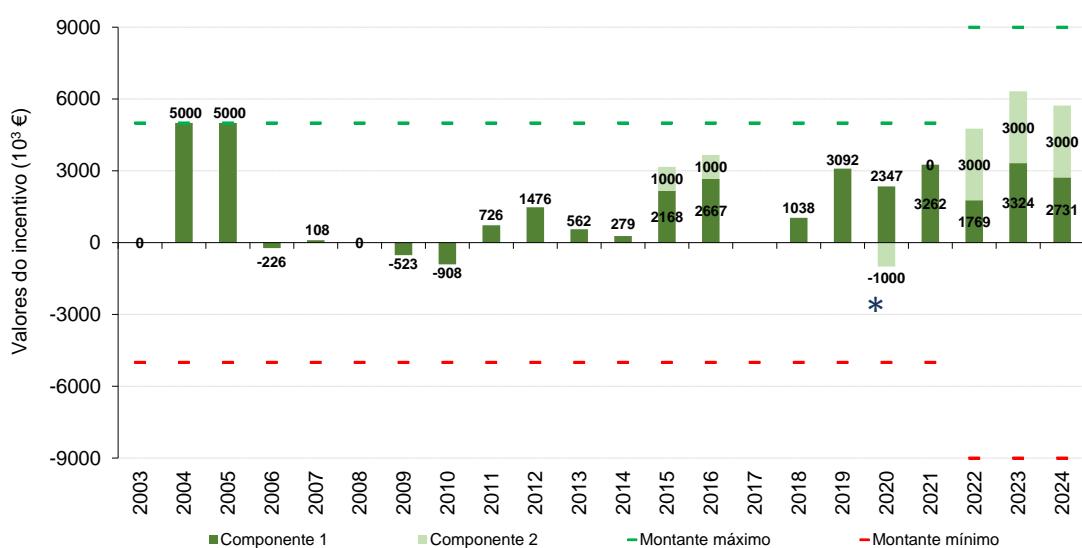
**Nota:**

O valor do TIEPI para o ano de 2017 não é apresentado no gráfico, visto que, o procedimento de classificação como EE do incidente associado ao incêndio de Pedrógão Grande, ocorrido em 2017, foi suspenso pela ERSE.

Fonte: E-REDES, ERSE

Aos valores anuais de TIEPI superiores a $TIEPI_{REF} + \Delta V$ (desempenho inferior ao de referência) correspondeu uma diminuição dos proveitos permitidos e aos valores anuais de TIEPI inferiores a $TIEPI_{REF} - \Delta V$ (desempenho superior ao de referência) correspondeu um aumento desses proveitos permitidos, nos montantes indicados na Figura 3-77.

Figura 3-77 - Valores do incentivo à melhoria da continuidade de serviço de 2003 a 2024



Fonte: ERSE

PARÂMETROS DA COMPONENTE 1 PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

A aplicação da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço tem desempenhado, desde 2003, um papel essencial na evolução do desempenho da RND. Este incentivo contribuiu para que, atualmente, o nível de continuidade de serviço atingido na média do país esteja em linha com o nível verificado nos países europeus com características de rede semelhantes a Portugal [7th CEER *Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply*¹²⁰].

No período de regulação 2022-2025, a manutenção dos parâmetros da “componente 1” do incentivo assegurou a estabilidade regulatória e preservou os ganhos já alcançados. Esta componente revelou-se eficaz na promoção da continuidade global de fornecimento de energia elétrica, evitando a sua degradação e consolidando o nível de desempenho da rede de distribuição em MT.

Para o período de regulação 2026-2029, marcado por um reforço do investimento devido às exigências da transição energética e ao envelhecimento dos ativos da rede, torna-se necessário ajustar os parâmetros da “componente 1” do incentivo. Este ajustamento deve assegurar proporcionalidade e eficiência regulatória, permitindo que o incentivo oriente corretamente as decisões de investimento e de operação do operador da RND, sem gerar sobrecompensações ou desincentivos. Para o novo período de regulação, a ERSE optou por reduzir o valor de referência do TIEPI (TIEPI_{REF}) em relação ao valor vigente no período de regulação 2022-2025 (TIEPI_{REF} = 65,21 minutos). Esta opção acompanha a evolução gradual e consistente observada nos últimos quinze anos do indicador TIEPI, bem como a tendência de reforço da melhoria de continuidade de serviço prevista nos mais recentes Planos de Desenvolvimento e Investimento na Rede de Distribuição de Eletricidade (PDIRD-E¹²¹).

Assim, os valores de referência END_{REF} e o valor máximo do prémio/penalidade do incentivo serão atualizados de forma a refletir os progressos já alcançados pelo operador da RND, em termos do nível de continuidade de serviço registado em Portugal, e a adequar o incentivo às condições técnicas e operacionais atuais da rede, mantendo, simultaneamente, o desafio regulatório.

Os valores de END_{REF}, refletidos pelo TIEPI_{REF}, adotados para o período de regulação 2026-2029 são os apresentados no Quadro 3-23.

¹²⁰ https://www.erne.pt/media/c10husai/7th_ceer_ecrb_benchmarking-report_2022.pdf

¹²¹ <https://www.erne.pt/media/jfycjbgq/proposta-pdird-e-2024-sem-anexos.pdf>

Quadro 3-23 - Determinação dos valores de END_{REF} para o período de regulação de 2026-2029

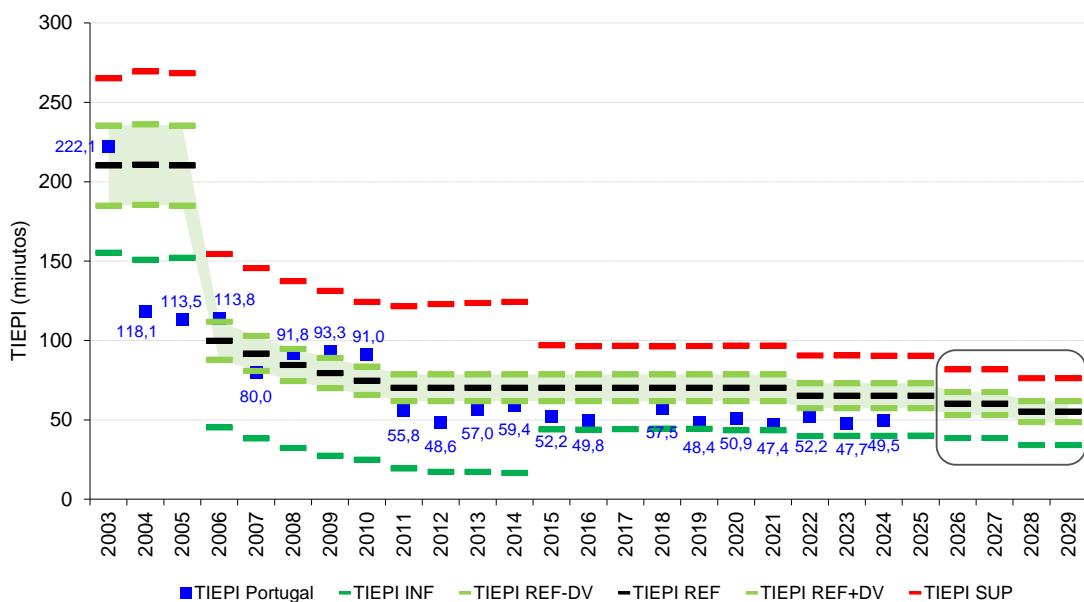
Ano	T (min)	$TIEPI_{REF}-\Delta V_{TIEPI}$	$TIEPI_{REF}$	$TIEPI_{REF}+\Delta V_{TIEPI}$	$C=TIEPI_{REF}/T$	Parâmetro END_{REF}
2026	525600	52,96	$TIEPI_{REF\ 2026}=60,21$	67,40	0,0001145	$END_{REF2026}=0,0001145\times ED$
2027	525600	52,96	$TIEPI_{REF\ 2027}=60,21$	67,40	0,0001145	$END_{REF2027}=0,0001145\times ED$
2028	527040	48,57	$TIEPI_{REF\ 2028}=55,21$	61,81	0,0001047	$END_{REF2028}=0,0001047\times ED$
2029	525600	48,57	$TIEPI_{REF\ 2029}=55,21$	61,81	0,0001050	$END_{REF2029}=0,0001050\times ED$

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: $TIEPI_{REF} = C\times T$. Pelo facto de 2028 ser um ano bissexto, o $TIEPI_{REF}$ é o mesmo que o do ano 2029, mas a END_{REF} é diferente.

Fonte: ERSE

A Figura 3-78 permite visualizar a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 3-78 – Valores de TIEPI para o período de regulação de 2026-2029



Fonte: E-REDES, ERSE

Relativamente ao valor máximo do prémio/penalidade da “componente 1” do incentivo, a ERSE fixou este valor em 5 milhões de euros para o período de regulação 2026-2029, representando uma redução face aos 6 milhões de euros estabelecidos no período de regulação 2022-2025. Esta redução é justificada por três fatores: (i) os níveis de desempenho já atingidos, que colocam Portugal próximo dos referenciais internacionais, limitando a margem de melhoria remanescente; (ii) a necessidade de calibrar o esforço regulatório, de forma a evitar nesse período uma sobrecompensação numa fase em que as melhorias

adicionais implicam investimentos mais elevados e de menor retorno líquido para os clientes; e (iii) a criação de dois novos incentivos à atividade de distribuição de energia elétrica foi parcialmente acomodada com esta redução, de modo a manter a estabilidade do quadro global de incentivos do ORD.

Não obstante esta redução na “componente 1”, **a globalidade do incentivo à melhoria da continuidade de serviço será valorizada em 9 milhões de euros**. Este valor decorre da “componente 2”, orientada para a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos. Neste sentido, para o período de regulação 2026-2029, o valor adotado pela ERSE para o $RQS1_{máx}$ será de 5 milhões de euros, o equivalente a cerca de 56% do valor total do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Esta repartição garante um equilíbrio regulatório adequado: por um lado, preserva-se a pressão sobre o operador da RND para manter o nível médio global de continuidade de serviço; por outro, introduz-se um incentivo específico e focado para reduzir as assimetrias na continuidade de serviço dos clientes pior servidos. Assim, o valor global de 9 milhões de euros assegura que o incentivo continua a desempenhar a sua dupla função.

No Quadro 3-24 são apresentados os valores dos parâmetros da “componente 1” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2026-2029.

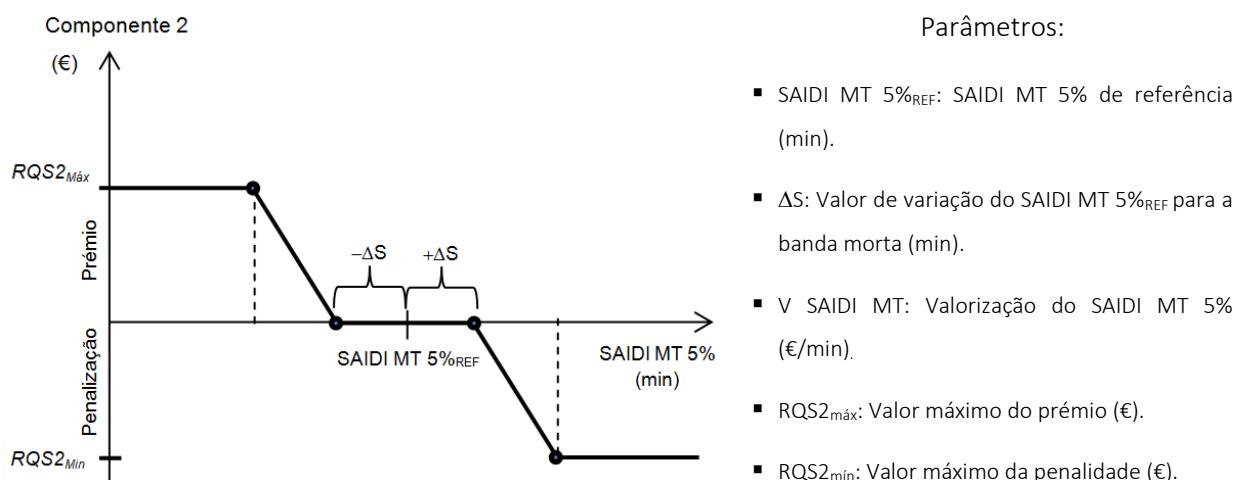
Quadro 3-24 - Parâmetros da componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2026-2029

Parâmetro	Proposta
$END_{REF} 2026$	$0,0001145 \times ED$
$END_{REF} 2027$	$0,0001145 \times ED$
$END_{REF} 2028$	$0,0001047 \times ED$
$END_{REF} 2029$	$0,0001050 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	4,5 €/kWh
$ RQS1_{máx} = RQS1_{mín} $	5 000 000 €

3.3.5.2.2 PARÂMETROS DA COMPONENTE 2

A Figura 3-79 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 3-79 - 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} - ΔS , SAIDI MT 5%_{REF} + ΔS] o valor do incentivo é nulo, i.e., a parcela de ajustamento dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica não é afetada.
- Para valores de SAIDI MT 5% inferiores a SAIDI MT 5%_{REF} - ΔS , o incentivo assume valores positivos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica afetado até ao valor limite de RQS2_{máx}, correspondendo a um aumento do valor dos proveitos permitidos.
- Para valores de SAIDI MT 5% superiores a SAIDI MT 5%_{REF} + ΔS , o incentivo assume valores negativos sendo o ajuste dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica afetado até ao valor limite de RQS2_{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:

- a) Consideradas todas as interrupções accidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem em instalações de clientes, com as seguintes exceções:
- Interrupções com origem em instalações de clientes que afetem apenas os próprios clientes,
 - Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como evento excepcional,
 - Interrupções causadas por razões de segurança,
 - Interrupções com origem na Rede Nacional de Transporte.
- b) Considerados os registo 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;
- d) Excluídas as instalações de produção.

No Quadro 3-25 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 2022-2025.

Quadro 3-25 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2022-2025

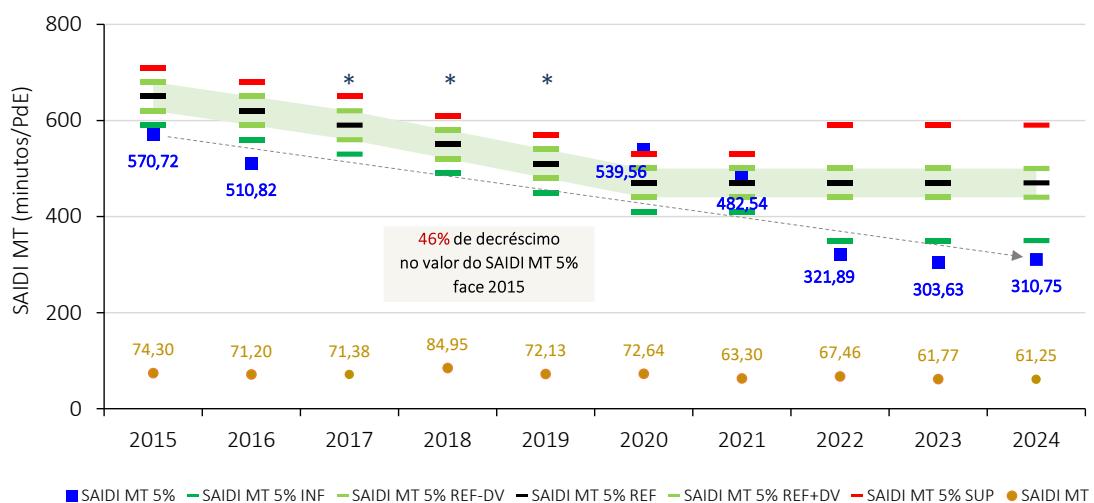
Ano	SAIDI MT 5% _{REF} (min)	ΔS (min)	V SAIDI MT (€/min)	RQS2 _{máx} = RQS2 _{mín} (€)
2022	470,00	30,00	33 333,33	3 000 000
2023	470,00	30,00	33 333,33	3 000 000
2024	470,00	30,00	33 333,33	3 000 000
2025	470,00	30,00	33 333,33	3 000 000

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 regulatório 2015-2017. A Figura 3-80 apresenta a evolução do indicador do SAIDI MT 5% para os anos de 2015 a 2024, e o seu enquadramento nos limites definidos para a “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 3-80 – Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT



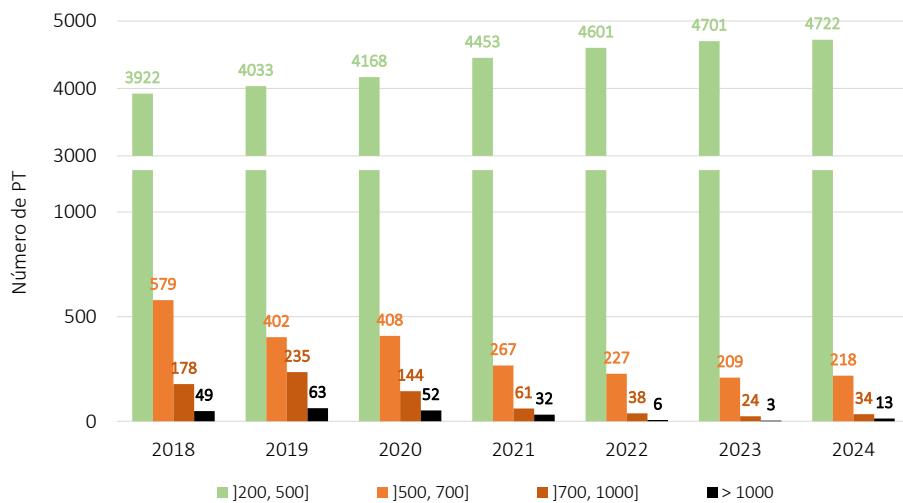
* Os valores do SAIDI MT 5% para os anos de 2017, 2018 e 2019 são provisórios, visto que o procedimento de classificação como EE do incidente associado ao incêndio de Pedróão Grande, ocorrido em 2017, foi suspenso pela ERSE.

Fonte: ERSE, E-REDES

Desde a entrada em vigor da “componente 2” do incentivo, em 2015, observa-se uma tendência de melhoria contínua: o valor do indicador SAIDI MT relativo aos 5% postos de transformação (PT) pior servidos registou uma redução de 46% até 2024, apontando para um impacto concreto do incentivo na correção de desigualdades e na promoção de maior resiliência da rede em zonas vulneráveis.

A Figura 3-81 apresenta a evolução da distribuição do número dos 5% PT (PT de distribuição e PT de cliente) pior servidos por classes de duração de interrupção.

Figura 3-81 – Número de 5% postos de transformação pior servidos por classe de duração de interrupção, em minutos



A Figura 3-81 evidencia a tendência positiva na distribuição dos PT, com uma redução progressiva do número de PT situados nas classes com maiores durações de interrupção. Este padrão reflete o esforço do operador da RND na identificação e requalificação dos segmentos da rede com pior desempenho em termos de continuidade de serviço. As intervenções realizadas têm visado a melhoria seletiva das zonas mais críticas, por via de investimentos direcionados e ações de manutenção reforçada, com impacto direto na qualidade de serviço percecionada pelos clientes finais. Para além do desafio técnico de reabilitar zonas estruturalmente deficitárias, existe também uma dimensão regulatória relevante: os pareceres da ERSE sobre os mais recentes PDIRD-E reiteram a necessidade de reduzir as assimetrias existentes entre regiões. Esta orientação destaca a dupla responsabilidade do operador: por um lado, recuperar as zonas com pior qualidade de serviço, onde os níveis de continuidade de serviço historicamente se situam aquém da média nacional; e, por outro lado, mitigar o risco de degradação nas zonas atualmente melhor servidas, assegurando um equilíbrio sustentado a nível nacional.

PARÂMETROS DA COMPONENTE 2 PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO 2026-2029

Pretendendo reduzir das assimetrias existentes entre regiões, melhorando as zonas de pior qualidade de serviço, a ERSE optou por reduzir, para os quatro anos do próximo período de regulação 2026-2029, os valores de SAIDI MT 5%_{REF} relativamente aos valores que vigoraram no último período regulatório e **aumentar o valor de RQS2_{máx} para 4 milhões de euros**.

No Quadro 3-26 são apresentados os parâmetros da “componente 2” do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação 2026-2029.

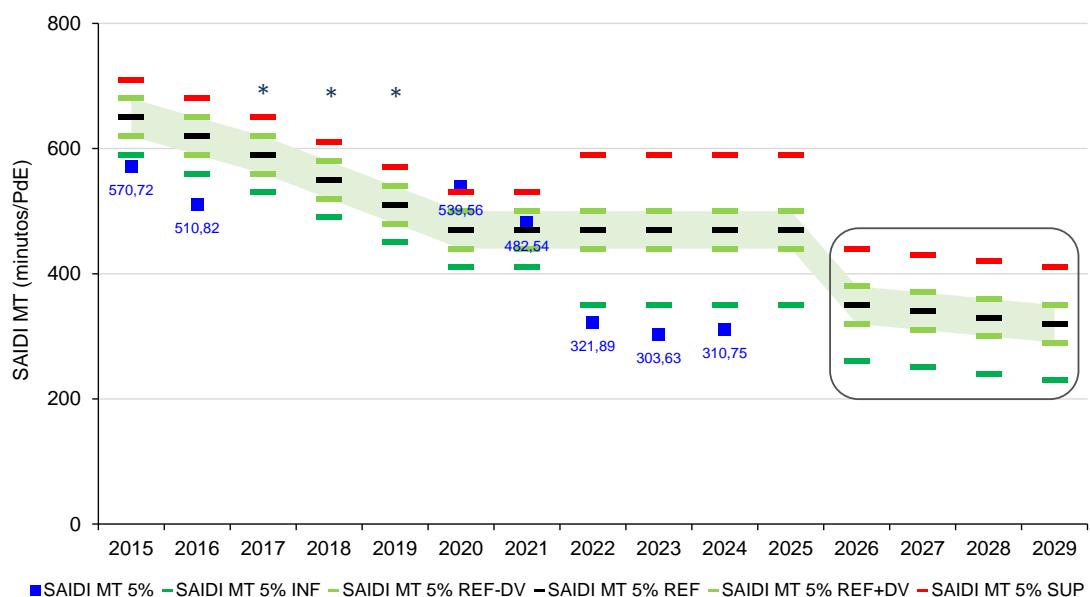
Quadro 3-26 - Parâmetros da componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação 2026-2029

Ano	SAIDI MT 5% (min)	ΔS (min)	V SAIDI MT (€/min)	$ RQS2_{máx} = RQS2_{mín} $ (€)
2026	SAIDI MT 5% _{REF 2026} = 350,00	30,00	66 666,66	4 000 000
2027	SAIDI MT 5% _{REF 2027} = 340,00	30,00	66 666,66	4 000 000
2028	SAIDI MT 5% _{REF 2028} = 330,00	30,00	66 666,66	4 000 000
2029	SAIDI MT 5% _{REF 2029} = 320,00	30,00	66 666,66	4 000 000

Fonte: ERSE

A Figura 3-82 permite visualizar a informação analisada para efeitos de estabelecimento dos parâmetros da “componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 3-82 – Valores de SAIDI MT 5% para o período de regulação 2026-2029



Fonte: ERSE, E-REDES

ANÁLISE CUSTO-BENEFÍCIO DO INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

Uma estimativa do benefício económico anual resultante da melhoria do indicador SAIDI MT, associada ao impacto combinado do incentivo à melhoria da continuidade de serviço e dos investimentos realizados no âmbito dos PDIRD-E é apresentada na Figura 3-83. A análise realizada considera exclusivamente o contributo das interrupções accidentais, refletindo o efeito direto das medidas implementadas pelo operador da RND.

O racional considerado para o cálculo do benefício económico anual resulta do produto de três fatores: (i) a redução verificada do indicador SAIDI MT, em minutos, calculada como a diferença entre a melhor previsão do SAIDI MT no ano $t-1$ (previsto nos PDIRD-E) e o valor real do SAIDI MT verificado no ano t ; (ii) o número total de pontos de entrega em MT (incluindo PT de distribuição e PT de cliente); e (iii) o custo evitado das interrupções de fornecimento de energia elétrica, em euros por minuto.

O custo evitado é obtido multiplicando a potência média anual de clientes MT (incluindo PT de distribuição e PT de cliente), expressa em kW, pelo valor atribuído à energia não distribuída, considerado como 4,5 €/kWh. Esta abordagem permite quantificar o prejuízo económico associado a cada minuto de interrupção, assumindo uma relação direta entre a potência do cliente e o impacto da interrupção de fornecimento de energia elétrica.

Figura 3-83 - Relação entre o benefício económico anual, incentivo à melhoria da continuidade de serviço e investimentos



A Figura 3-83 evidencia que, na maioria dos anos do período analisado, o benefício económico gerado pela melhoria da continuidade de serviço supera tanto os investimentos realizados como o ganho financeiro obtido pelo operador da RND através das duas componentes do incentivo. No período analisado, estima-se um benefício líquido anual médio de 2 258 milhares de euros, o que revela uma relação favorável entre os custos incorridos e os benefícios alcançados. Além disso, o valor adicional proporcionado pelo incentivo contribuiu para a redução do indicador SAIDI MT, que passou de 77,6 minutos em 2017 para 61,3 minutos em 2024, demonstrando a eficácia do incentivo em promover melhorias na qualidade de serviço prestada aos clientes.

Tendo em consideração o histórico de benefícios alcançados com a aplicação do incentivo e os valores máximos dos prémios estabelecidos em períodos de regulação anteriores, a ERSE decidiu **que, para o período de 2026 a 2029, o incentivo à melhoria da continuidade de serviço assume um valor máximo do prémio/penalidade de 9 milhões de euros**. Este montante será repartido entre as duas componentes do incentivo, fixando-se um valor máximo de 5 milhões de euros para a “componente 1” e de 4 milhões de euros para a “componente 2”.

3.3.5.3 INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE INJEÇÃO NA REDE NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES PARA INSTALAÇÕES DE PRODUÇÃO OU DE ARMAZENAMENTO AUTÓNOMO

Para o novo período regulatório 2026-2029, a ERSE introduziu esta nova componente aplicável ao ORD no quadro do seu desempenho e nas suas decisões com impacto na atribuição de capacidade com restrições para injeção a partir de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, sendo uma das cinco parcelas que compõem o **IMDD**.

Na mesma linha do proposto para aplicação à RNT, as redes de distribuição estão igualmente sujeitas a um volume considerável de solicitações para ligação de instalações de produção ou de armazenamento autónomo, e consequente atribuição de capacidade de injeção firme na RND, que atualmente o operador não consegue satisfazer. Nesse sentido, a modalidade de acesso com restrições pode ser uma solução para os promotores, considerando-se mais célere face à modalidade de acesso firme, que na maioria das vezes está dependente de investimentos em desenvolvimento da rede.

Por outro lado, o desempenho técnico das redes, podem ser melhorados, se existir uma estreita cooperação e coordenação entre os respetivos operadores de rede, com impacto direto na exploração da RND e respetivos impactos na RNT. Conforme referido anteriormente, existe atualmente capacidade disponível de injeção na RND, da ordem dos 6 GW, que poderá ser atribuída na modalidade de acesso com

restrições. É, por isso, fundamental incentivar o ORT e ORD para que realizem estudos conjuntos com vista a identificar eventuais limitações de ambas as redes que constituam restrições, ainda que temporárias, para injeção nas redes.

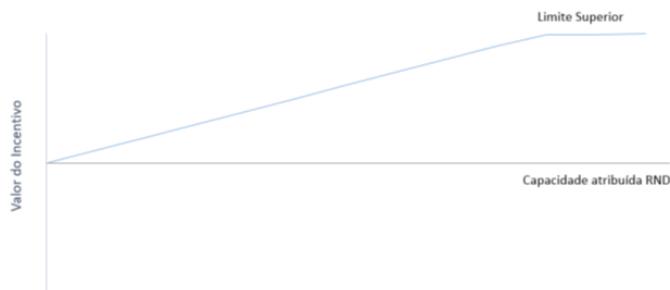
Tal como estabelecido no Regulamento Tarifário, para efeitos do incentivo, apenas é elegível a capacidade com restrições atribuída a novos promotores ou ao reforço da capacidade atual. Tendo surgido dúvidas quanto à interpretação desta disposição do Regulamento Tarifário, a ERSE esclarece que é também elegível a capacidade com restrições atribuída a promotores que já detenham essa mesma capacidade com uma natureza firme mas que só possa ser ligada num horizonte temporal mais longínquo, desde que a capacidade atribuída com restrições ocorra num horizonte mais curto do que aquele da capacidade firme, possibilitando, deste modo, a antecipação da ligação à rede, com os benefícios daí decorrentes para o SEN e para o promotor. Esta foi, aliás, uma das recomendações do CT nos seus comentários à proposta tarifária.

Para o período regulatório 2026-2029 decidiu-se criar esta nova componente de incentivo, premiando ambos os operadores da RND e da RNT, respetivamente via IMDD e via IMDT, sempre que, em resultado da cooperação entre ambos, seja possível atribuir nova capacidade de injeção na RND, com condições de ligação que prevejam um nível de restrições abaixo de um limite máximo anual de horas equivalentes ($h_{t-2,max}$) i.e.: 25% de limitação da potência máxima atribuída durante uma hora representam somente 15 minutos para efeitos da contabilização do limite anual de horas.

Esta condição de limitar as restrições a um valor máximo anual é idêntica aquela que foi proposta para o ORT na vertente da componente 4 do IMDT dedicada à viabilização, por parte do ORT, de capacidade atribuída pelo operador da RND para injeção na RND, e sobre a qual é chamado a dar parecer. Sobre este limite, $h_{t-2,max}$, a proposta tarifária estabeleceu o valor deste parâmetro anual em 1500 horas. Não tendo havido quaisquer comentários em sentido contrário, a ERSE decide estabelecer este valor do para cada um dos anos do período regulatório 2026-2029.

Tratando-se de um incentivo é de natureza assimétrica, que pretende premiar o operador da RND, quando o indicador associado à capacidade de injeção na RND atribuída em resultado da coordenação ORT/ORD seja diferente de zero, sendo o prémio progressivo até um valor limite superior, sem qualquer penalização no caso de não ser atribuída qualquer capacidade, conforme ilustrado graficamente.

Figura 3-84 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de injeção na RND



VALORIZAÇÃO DO INCENTIVO

Em termos de valorização, na proposta tarifária, a ERSE fixou em **3000 €/MVA** o valor unitário da capacidade atribuída pelo ORD para injeção na RND, tal como definido para o incentivo IMDT₂. No entanto, tal como fundamentado na seção relativa ao IMDT, a ERSE adotou um valor unitário da capacidade atribuída de **10000 €/MVA** quer para a capacidade de injeção, quer para a capacidade de alimentação de consumo.

PARAMETRIZAÇÃO DO INCENTIVO

Tendo em conta os comentários recebidos do CT, optou-se por analisar a parametrização deste incentivo em conjunto com o incentivo relativo à atribuição de capacidade com restrições relativo à alimentação de consumo, conforme descrito adiante.

3.3.5.4 INCENTIVO À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE DE ALIMENTAÇÃO DE CONSUMOS LIGADOS À RND, NA MODALIDADE DE ACESSO COM RESTRIÇÕES

Num exercício equivalente ao concretizado no IMDT, dedicada a ERSE introduziu também uma componente no IMDD, aplicável ao ORD no quadro do seu desempenho e nas suas decisões com impacto na atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados à RND, com restrições.

Efectivamente, esta componente será aplicável a potenciais consumos não domésticos que se antecipa poderem vir a beneficiar desta solução, encontram-se as instalações dedicadas ao carregamento de veículos elétricos (*hubs* de carregamento) e as instalações de armazenamento autónomo, ou outros consumos industriais variáveis, que possam ser modeláveis ao longo do tempo.

Para consumidores não domésticos com perfis de consumo que são controláveis e que podem ser, ao longo do tempo, variáveis e/ou até intermitentes, o acesso às redes para este fim pode beneficiar da modalidade de acesso com restrições, gerando um uso da rede em condições economicamente mais favoráveis, e permitindo não onerar o SEN com custos resultantes de investimentos significativos em infraestruturas de rede não justificados, e que possam vir a revelar-se ociosos na maior parte do tempo.

Assim, com este incentivo procura-se aprofundar o exercício de coordenação entre ORD e ORT na viabilização da atribuição de capacidade com restrições no que diz respeito à alimentação de consumos ligados à RND, sejam essas restrições impostas pelo ORT ou pelo próprio ORD.

Tal como no caso da componente C5 do IMDT, e conforme estabelecido no Regulamento Tarifário para efeitos deste incentivo na RND, apenas é elegível a capacidade com restrições atribuída a novos promotores ou em reforço da sua capacidade atual. Tendo surgido dúvidas quanto à interpretação desta disposição do Regulamento Tarifário, a ERSE esclarece que é ainda elegível a capacidade com restrições atribuída a promotores que já detenham essa mesma capacidade com uma natureza firme, mas que só poderá ser ligada num horizonte temporal mais longínquo, desde que a capacidade atribuída com restrições ocorra num horizonte mais curto do que aquele da capacidade firme, possibilitando, deste modo, a antecipação da ligação à rede, com os benefícios daí decorrentes para o SEN e para o promotor. Esta foi, aliás, uma das recomendações do CT nos seus comentários à proposta tarifária.

Para os mesmos efeitos, importa esclarecer que sendo as instalações de armazenamento autónomo tratadas como instalações de produção, na legislação em vigor, designadamente no Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, o incentivo apenas se aplica à parcela da capacidade com restrições de alimentação de consumo (carregamento), no caso de não existir também atribuída capacidade de injeção com restrições. Caso existam ambas, apenas a capacidade de injeção é elegível para efeitos do incentivo.

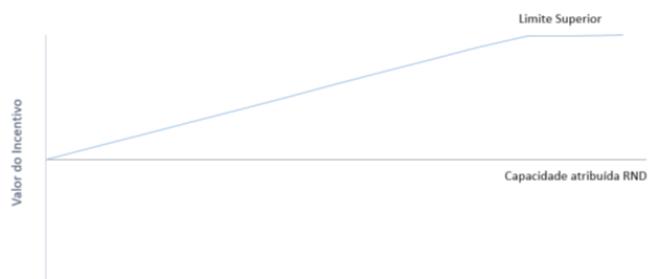
Tal como no incentivo da injeção, para o período regulatório 2026-2029 decidiu-se criar esta nova componente de incentivo, premiando ambos os operadores da RND e da RNT, respetivamente via IMDD e via IMDT, sempre que, em resultado da cooperação entre ambos, seja possível atribuir nova capacidade de injeção na RND, com condições de ligação que prevejam um nível de restrições abaixo de um limite máximo anual de horas equivalentes ($h_{t-2,max}$) i.e.: 25% de limitação da potência máxima atribuída durante uma hora representam somente 15 minutos para efeitos da contabilização do limite anual de horas.

Esta condição de limitar as restrições a um valor máximo anual é idêntica aquela que foi proposta para o ORT na vertente da componente 4 do IMDT dedicada à viabilização, por parte do ORT, de capacidade atribuída pelo operador da RND para injeção na RND, e sobre a qual é chamado a dar parecer. Sobre este

limite, $h_{t-2,\max}$, a proposta tarifária estabeleceu o valor deste parâmetro anual em 1500 horas. Não tendo havido quaisquer comentários em sentido contrário, a ERSE decide estabelecer este valor para cada um dos anos do período regulatório 2026-2029.

Esta componente do IMDD tem um funcionamento semelhante em tudo àquele da capacidade de injeção, em cada uma das duas vertentes, com uma natureza assimétrica, premiando o operador da RNT, quando indicador associado à capacidade de alimentação pela RND é atribuída em coordenação ORT/ORD, sempre que essa capacidade seja diferente de zero, sendo o prémio progressivo até um valor limite superior, sem qualquer penalização no caso de não ser atribuída qualquer capacidade, como ilustrado na Figura 3-83.

Figura 3-85 - Incentivo à maximização da atribuição capacidade de alimentação de consumo ligado à RND



VALORIZAÇÃO DO INCENTIVO

Em termos de valorização, na proposta tarifária, a ERSE fixou em **3000 €/MVA** o valor unitário da capacidade atribuída pelo ORD para alimentação de consumo pela RND, tal como definido para o incentivo IMDT₂. No entanto, tal como fundamentado na seção relativa ao IMDT, a ERSE adotou um valor unitário da capacidade atribuída de **10000 €/MVA** quer para a capacidade de injeção, quer para a capacidade de alimentação de consumo.

PARAMETRIZAÇÃO DO INCENTIVO

Tendo em conta os comentários recebidos do CT, optou-se por analisar a parametrização deste incentivo em conjunto com o incentivo relativo à atribuição de capacidade com restrições relativo à injeção na rede, conforme descrito adiante.

PARÂMETROS DOS INCENTIVO RELATIVOS À ATRIBUIÇÃO DE CAPACIDADE COM RESTRIÇÕES NO QUADRO DO IMDD

Face à capacidade atualmente disponível nas redes, mas que não pode ser atribuída como firme, na proposta tarifária, a ERSE considerou-se adequado e prudente, neste primeiro exercício de aplicação destes novos incentivos do IMDD, limitar o valor do prémio máximo do incentivo a **4 milhões de euros** e de **1 milhão de euros**, para a injeção e alimentação de consumos respetivamente.

Em conformidade, a proposta tarifária estabeleceu os parâmetros das destes dois incentivos do IMDD de acordo com as tabelas seguintes

Quadro 3-27– Proposta de parâmetros do incentivo relativo à atribuição de capacidade de injeção

Parâmetro do incentivo	Valor proposto
Limite superior ($\text{Cap}_{\text{inj_ORD_sup}}$)	1333 MVA
Limite superior ($\text{Cap}_{\text{inj_ORD/ORT_sup}}$)	2666 MVA
Prémio Máximo ($I_{\text{ACR_inj_URD_max}}$)	4,0 M€

Quadro 3-28– Proposta de parâmetros do incentivo relativo à atribuição de capacidade de alimentação de consumo

Parâmetro do incentivo	Valor proposto
Limite superior ($\text{Cap}_{\text{cons_ORD_sup}}$)	333 MVA
Limite superior ($\text{Cap}_{\text{cons_ORD/ORT_sup}}$)	666 MVA
Prémio Máximo ($I_{\text{ACR_cons_URD}}$)	1,0 M€

A definição destes dois incentivos do IMDD é estabelecida no Regulamento Tarifário nas fórmulas 171, 172, 173 e 174¹²²

¹²² A definição de cada um dos parâmetros envolvidos nestas fórmulas está disponível em sede de Regulamento Tarifário.

$$I_{ACR_{inj} URD} = \begin{cases} I_{ACR_{inj} URD \ max, t-2}, \text{ se } DT_{ACR_{inj}, t-2} \geq 1 \\ DT_{ACR_{inj}, t-2} \times I_{ACR_{inj} URD \ max, t-2}, \text{ se } 0 < DT_{ACR_{inj}, t-2} < 1 \\ 0, \text{ se } DT_{ACR_{inj}, t-2} \leq 0 \end{cases} \quad (171)$$

$$DT_{ACR_{inj}, t-2} = \frac{Cap_{ACR_{inj} ORD, t-2}}{Cap_{ACR_{inj} ORD_sup, t-2}} + \frac{Cap_{ACR_{inj} ORD/ORT, t-2}}{Cap_{ACR_{inj} ORD/ORT_sup, t-2}} \quad (172)$$

$$I_{ACR_{cons}, t-2} = \begin{cases} I_{ACR_{cons} URD \ max, t-2}, \text{ se } DT_{ACR_{cons}, t-2} \geq 1 \\ DT_{ACR_{cons}, t-2} \times I_{ACR_{cons} URD \ max, t-2}, \text{ se } 0 < DT_{ACR_{cons}, t-2} < 1 \\ 0, \text{ se } DT_{ACR_{cons}, t-2} \leq 0 \end{cases} \quad (173)$$

$$DT_{ACR_{cons}, t-2} = \frac{Cap_{ACR_{cons} ORD, t-2}}{Cap_{ACR_{cons} ORD_sup, t-2}} + \frac{Cap_{ACR_{cons} ORD/ORT, t-2}}{Cap_{ACR_{cons} ORD/ORT_sup, t-2}} \quad (174)$$

Dos comentários recebidos no Parecer do CT, e das interações, entretanto ocorridas com os operadores das redes elétricas, surgiu a necessidade de dotar estes incentivos do IMDD de maior flexibilidade na sua parametrização, beneficiando de um maior conhecimento sobre esta nova modalidade de acesso que venha a ser alcançado pelos operadores e pelos promotores ao longo do período regulatório.

Nesse sentido, a ERSE decide que a parametrização destes incentivos do IMDD deverá ser antecedida de uma proposta conjunta dos operadores de rede, REN e E-Redes, a qual deverá ser apresentada até 31 de março de 2026 para posterior aprovação da ERSE. Nessa proposta, devem constar os parâmetros que constam da tabela seguinte, para cada ano, 2026 a 2029.

À exceção do valor anual do limite máximo do número de horas com restrições, definido em 1500 horas para todos os anos do período regulatório, todos os restantes parâmetros das duas componentes do IMDD, relativas à atribuição de capacidade com restrições para injeção ou para alimentação de consumo, serão fixados pela ERSE na sequência de uma proposta conjunta dos operadores, que deve ser enviada à ERSE até 31 de março de 2026, que inclua os parâmetros que constam a tabela seguinte

Quadro 3-29 – Proposta de parâmetros das componentes do IMDD

Valor anual do prémio máximo do incentivo IMDD relativo à injeção na RND ($I_{ACR_inj_URD\ max, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029))
Valor anual do prémio máximo do incentivo IMDD relativo à capacidade de alimentação de consumo ($I_{ACR_cons_URD\ max, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029))
Valor anual do limite superior da componente $Cap_{ACR_onj_ORD, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029)
Valor anual do limite superior da componente $Cap_{ACR_inj_ORD/ORT, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029)
Valor anual do limite superior da componente $Cap_{ACR_cons_ORD, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029)
Valor anual do limite superior da componente $Cap_{ACR_cons_ORD/ORT, t-2}$ (2026, 2027, 2028, 2029)

Nessa proposta conjunta, os operadores devem respeitar as seguintes restrições:

$$I_{ACR_inj_URD\ max, t-2} + I_{ACR_cons_URD\ max, t-2} = 5\text{ M€}$$

$$Cap_{ACR_inj_RNT\ sup, t-2} + Cap_{ACR_inj_ORT/ORD\ sup, t-2} \geq I_{ACR_inj_URD\ max, t-2} / 10000$$

$$Cap_{ACR_Cons_RNT\ sup, t-2} + Cap_{ACR_cons_ORT/ORD\ sup, t-2} \geq I_{ACR_cons_URD\ max, t-2} / 10000$$

RESUMO DOS PARÂMETROS DO INCENTIVO IMDD

Nos Quadro 3-30, Quadro 3-31 e Quadro 3-32 apresenta-se um resumo dos parâmetros definidos pela ERSE quanto à valorização do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RND, IMDD, no período regulatório 2026-2029.

Quadro 3-30 - Parâmetros a aplicar no incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação de 2026-2029

Parâmetro	Valor adotado	Descrição
Componente 1		
$P_{REF2026}$	7,63%	Valor das perdas de referência em 2026, no referencial de entrada
$P_{REF2027}$	7,53%	Valor das perdas de referência em 2027, no referencial de entrada
$P_{REF2028}$	7,43%	Valor das perdas de referência em 2028, no referencial de entrada
$P_{REF2029}$	7,33%	Valor das perdas de referência em 2029, no referencial de entrada
ΔZ	0,50%	Variação da banda neutra

Parâmetro	Valor adotado	Descrição
ΔP	1,50%	Variação máxima da banda
V_{p1}	0,030 €/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas
$IRP_{max} = -IRP_{min}$	14 000 000	Valor máximo do prémio ou penalidade, em euros
K	0,0387	Fator de correção das perdas de referência
$C_{BT}^{2024} / C_{Dist}^{2024}$	51,59%	Relação entre o consumo em BT apurado no ano 2024 e o consumo total apurado na distribuição no ano de 2024
Componente 2		
$k_{<12M}$	60%	Fator de partilha com o ORD dos montantes recuperados relativos a situações de AIE imputáveis a períodos inferiores a 12 meses
$k_{\geq 12M}$	40%	Fator de partilha com o ORD dos montantes recuperados relativos a situações de AIE imputáveis a períodos iguais ou superiores a 12 meses

Quadro 3-31 - Parâmetros a aplicar no incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período de regulação de 2026-2029

Parâmetro	Valor adotado	Descrição
$END_{REF\ 2026}$	0,0001050×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2026, expressa em kWh
$END_{REF\ 2027}$	0,0001050×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2027, expressa em kWh
$END_{REF\ 2028}$	0,0001047×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2028, expressa em kWh
$END_{REF\ 2029}$	0,0001050×ED	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2029, expressa em kWh
ΔV	0,12x END_{REF}	Valor de variação da END_{REF} , expressa em kWh
VEND	4,5	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh
$RQS1_{máx}$	5 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros
$RQS1_{mín}$	5 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2026}$	350,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2026, expresso em minutos

Parâmetro	Valor adotado	Descrição
SAIDI MT 5% _{REF} 2027	340,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2027, expresso em minutos
SAIDI MT 5% _{REF} 2028	330,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2028, expresso em minutos
SAIDI MT 5% _{REF} 2029	320,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2029, expresso em minutos
ΔS	30,0	Valor de variação do SAIDI MT 5% _{REF} , expresso em minutos
V SAIDI MT	66 666,66	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto
RQS2 _{máx}	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros
RQS2 _{mín}	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros

À exceção do valor anual do limite máximo do número de horas com restrições, definido em 1500 horas para todos os anos do período regulatório, todos os restantes parâmetros das duas componentes do IMDD, relativas à atribuição de capacidade com restrições para injeção ou para alimentação de consumo, serão fixados pela ERSE na sequência de uma proposta conjunta dos operadores, a qual deverá ser enviada à ERSE até 31 de março de 2026.

Nessa proposta conjunta, os operadores devem respeitar as seguintes restrições:

$$I_{ACR_inj_URD\ max,\ t-2} + I_{ACR_cons_URD\ max,\ t-2} = 5\ M\€$$

$$Cap_{ACR_inj_RNT\ sup,\ t-2} + Cap_{ACR_inj_ORT/ORD\ sup,\ t-2} \geq I_{ACR_inj_URD\ max,\ t-2} / 10000$$

$$Cap_{ACR_Cons_RNT\ sup,\ t-2} + Cap_{ACR_cons_ORT/ORD\ sup,\ t-2} \geq I_{ACR_cons_URD\ max,\ t-2} / 10000$$

Quadro 3-32 - Parâmetros a aplicar no incentivo à atribuição de capacidade de injeção e de alimentação de consumo na RND, na modalidade de acesso com restrições, para o período de regulação 2026-2029

Parâmetro	Valor	Descrição
$I_{ACR_inj_URD_max, 2026}$	-	Valor anual do parâmetro que limita o valor anual máximo do incentivo à atribuição de capacidade de injeção nas redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, em milhões de euros.
$I_{ACR_inj_URD_max, 2027}$	-	
$I_{ACR_inj_URD_max, 2028}$	-	

Parâmetro	Valor	Descrição
$I_{ACR_inj_URD_max, 2029}$	-	
$Cap_{inj_ORD_sup, 2026}$	-	Valor anual do parâmetro para a definição do valor do indicador de desempenho técnico da RND, no ano t-2, em MVA, usado no incentivo à atribuição de capacidade de injeção nas redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, que estabelece o indicador $DT_{ACR_inj_URD, t-2}$.
$Cap_{inj_ORD_sup, 2027}$	-	
$Cap_{inj_ORD_sup, 2028}$	-	
$Cap_{inj_ORD_sup, 2029}$	-	
$Cap_{inj_ORD/ORT_sup, 2026}$	-	Valor anual do parâmetro para a definição do valor do indicador de desempenho técnico da RND, no ano t-2, em MVA, usado no incentivo à atribuição de capacidade de injeção nas redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de produção ou de armazenamento autónomo, que estabelece o indicador $DT_{ACR_inj_URD, t-2}$.
$Cap_{inj_ORD/ORT_sup, 2027}$	-	
$Cap_{inj_ORD/ORT_sup, 2028}$	-	
$Cap_{inj_ORD/ORT_sup, 2029}$	-	
$I_{ACR_cons_URD_max, 2026}$	-	
$I_{ACR_cons_URD_max, 2027}$	-	Valor anual do parâmetro que limita o valor máximo do incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados às redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de consumo ou de armazenamento autónomo, em milhões de euros.
$I_{ACR_cons_URD_max, 2028}$	-	
$I_{ACR_cons_URD_max, 2029}$	-	
$Cap_{cons_ORD_sup, 2026}$	-	Valor anual do parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RND, no ano t-2, em MVA, usado no incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados às redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de consumo ou de armazenamento autónomo, que estabelece o indicador $DT_{ACR_cons_URD, t-2}$.
$Cap_{cons_ORD_sup, 2027}$	-	
$Cap_{cons_ORD_sup, 2028}$	-	
$Cap_{cons_ORD_sup, 2029}$	-	
$Cap_{cons_ORD/ORT_sup, 2026}$	-	Valor anual do parâmetro para a definição do indicador de desempenho técnico da RND, no ano t-2, em MVA, usado no incentivo à atribuição de capacidade de alimentação de consumos ligados às redes de distribuição, na modalidade de acesso com restrições, para instalações de consumo ou de armazenamento autónomo, que estabelece o indicador $DT_{ACR_cons_URD, t-2}$.
$Cap_{cons_ORD/ORT_sup, 2027}$	-	
$Cap_{cons_ORD/ORT_sup, 2028}$	-	
$Cap_{cons_ORD/ORT_sup, 2029}$	-	
$h_{2026, max}$	1500	
$h_{2027, max}$	1500	
$h_{2028, max}$	1500	
$h_{2029, max}$	1500	Valor anual do limite máximo de horas com restrições, impostas pelo ORT ou pelo ORD, para o ano t-2, para a capacidade atribuída.

3.4 PARÂMETROS PARA A ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AGREGADOR

3.4.1 ENQUADRAMENTO

A atividade de operação logística de mudança de comercializador foi exercida até 2017 pela E-REDES, ano em que a publicação do Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, veio estabelecer o regime jurídico aplicável à atividade de OLMC no âmbito do Sistema Elétrico Nacional (SEN) e do Sistema Nacional de Gás (SNG). Nestes termos, esta atividade passou a ser exercida pela ADENE.

Em 2022, com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, o OLMC passou a integrar o operador logístico de mudança de agregador. Em consequência, é atualmente denominado por Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA), com o regime constante dos artigos 152.º e seguintes e 292.º. Foi, assim, determinada a revogação do referido Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março.

O mesmo Decreto-Lei estabelece ainda que a agora denominada atividade logística de mudança de comercializador e agregador seja exercida através de licença atribuída mediante procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e a efetuar no prazo de um ano a contar da data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. No entanto, esse procedimento ainda não ocorreu, e tal como previsto legalmente, a ADENE continua, ainda que a título provisório, a desempenhar as funções de OLMC. No que respeita à função de operador logístico de mudança de agregador, importa salientar que até à atribuição da licença, esta função irá manter-se no Gestor Global do SEN, de acordo com o n.º 2 do artigo 292.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente.

Em termos de recuperação de custos, o referido Decreto-Lei estabeleceu que os proveitos permitidos da atividade de OLMCA passam a ser recuperados através de preços regulados e, supletivamente, pela aplicação de tarifas de eletricidade.

A regulamentação da ERSE para esta atividade baseia-se numa metodologia de incentivos sobre os custos totais (TOTEX¹²³). Face ao início de atividade, no período de regulação 2018-2021, a ERSE, baseando-se na

¹²³ Do Inglês *Total Expenditures*

proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais a aceitar para 2018, que evoluiu nos anos de 2019, 2020 e de 2021 com a aplicação do IPIB-X, em que o X, que reflete a meta de eficiência, foi 0%. 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.

No período de regulação 2022-2025, a metodologia de regulação manteve-se, com a atualização da base de custos, sendo a mesma opção aplicada ao período de regulação 2026-2029. No entanto, face ao histórico de informação já existente e à melhor qualidade dessa mesma informação, a definição da nova base de custos seguiu um procedimento diferente do anterior.

3.4.2 CARACTERIZAÇÃO DA ATIVIDADE DE OLMC

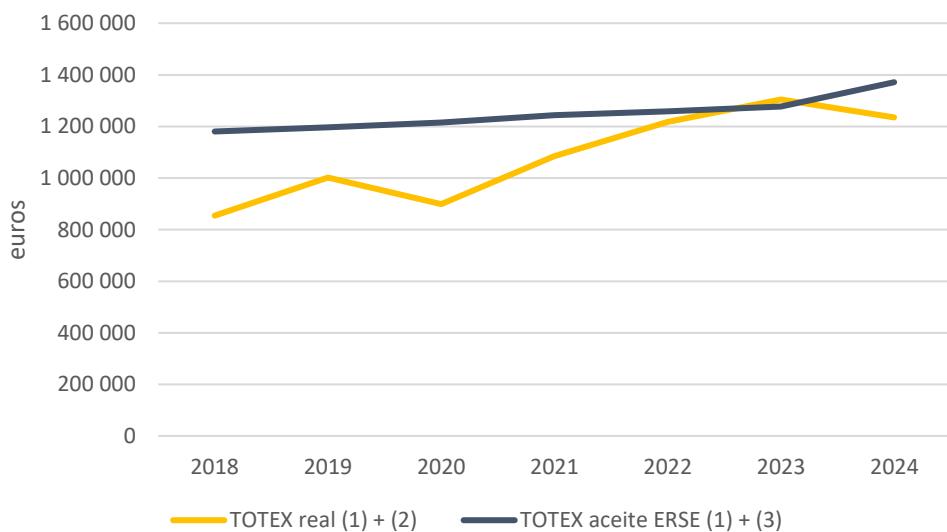
Como referido no ponto anterior, a função de operador logístico de mudança de agregador mantém-se no Gestor Global do SEN, enquanto não for atribuída licença. Deste modo, este ponto focar-se-á na atividade de OLMC, à qual estão associados os procedimentos de mudança de comercializador, a gestão e a garantia da manutenção da plataforma eletrónica logística de mudança de comercializador e a prestação de informação. Mais recentemente, a ADENE, enquanto entidade que desempenha a atividade de OLMC, é ainda responsável por assegurar a interligação dos dados entre os agentes de mercado e a DGEG no âmbito do processamento do desconto da tarifa social.

No desenvolvimento desta atividade o OLMC recorre tanto a recursos humanos internos da unidade autónoma que esta atividade assume na esfera da ADENE, como a serviços internos prestados pela restante estrutura da empresa. Para além dos custos com pessoal, outra das rubricas com peso significativo na estrutura de custos desta atividade, é a que corresponde aos FSE (fornecimentos e serviços externos), em particular os associados a serviços de manutenção do Portal OLMC e serviços de comunicações.

Tal como já referido, a atividade de OLMC tem sido regulada por uma metodologia do tipo *revenue cap* que evolui com o IPIB-X¹²⁴. Na figura seguinte, é possível observar o desempenho desta atividade, tendo em conta a evolução dos custos totais reais e a sua aderência aos custos aceites pela ERSE.

¹²⁴ Face às análises efetuadas nos anos anteriores concluiu-se pela não aplicação de metas de eficiência

Figura 3-86 – Evolução dos custos de TOTEX da atividade de OLMC



Fonte: ERSE, ADENE

Para além da evolução dos custos do OLMC, em parte justificada pelo crescimento da própria atividade, é de realçar o distanciamento significativo entre o TOTEX real e o TOTEX aceite pela ERSE para efeitos tarifários, tendo sido este, com exceção de 2023, sempre superior ao primeiro. Esta situação resulta do facto do nível de custos definido inicialmente, baseado nos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios apresentado em 2017, ter ficado muito aquém do realizado devido a adiamentos sucessivos de custos.

Os adiamentos na concretização dos custos resultam, em grande parte, das obrigações orçamentais a que a ADENE está sujeita enquanto Entidade Pública Reclassificada (ERP). Ou seja, a execução de despesas está sujeita a uma série de requisitos formais e processuais, o que justifica que algumas das despesas inicialmente previstas não se tenham concretizado, ficando adiadas para os anos seguintes. O caso com maior relevo, que tem justificado o adiamento de custos, são os constrangimentos orçamentais para a conclusão do concurso público internacional para a aquisição do projeto relativo ao desenvolvimento do novo Portal OLMC.

De referir que esta situação foi mencionada na ação de fiscalização realizada pela ERSE no final de 2024, na qual ficou assinalada a necessidade do reporte à ERSE de uma análise de custo benefício relativa ao aumento de custos resultantes da necessidade de mais recursos e ao investimento no novo Portal, que até à data não foi enviada. Acrescente-se que era expectativa da ERSE que essa análise fosse incluída no pacote das contas reguladas previsionais enviadas para efeitos tarifários, o que não se concretizou, tal como o envio da informação previsional para todo o período de regulação, previsto no RT em vigor. Posteriormente

à submissão da proposta tarifária, a ADENE enviou a informação previsional em falta para os anos de 2027 a 2029, em paralelo com a atualização da informação de 2025 e 2026. Esta nova informação foi considerada na atualização da base de custos do OLMCA, seguindo a mesma metodologia de cálculo da proposta tarifária, apresentada de seguida.

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

3.4.3.1 BASE DE CUSTOS

Na definição da base de custos para a atividade de OLMC, dada as especificidades e circunstâncias já assinaladas, não foi seguida a metodologia apresentada no capítulo 3.1. Em alternativa foi considerada a evolução dos custos de exploração e de investimento ocorridos e as previsões da empresa, face às necessidades decorrentes da evolução da atividade.

Neste contexto, importa referir que as previsões da empresa para 2025 e 2026 apontam para aumentos significativos de custos, em especial de FSE. Esta variação, extraordinária face ao passado, justificar-se-á, tal como já referido, pelo desenvolvimento e manutenção do novo Portal OLMC, com implicação na evolução dos recursos humanos e técnicos.

A nova base de custos foi definida com base no equilíbrio entre a ponderação, por um lado, das lacunas que sustentam as previsões da empresa para o período de regulação 2026-2029 e, por outro, da necessidade de assegurar o equilíbrio económico financeiro da atividade, desde que gerida de forma eficiente. Este exercício seguiu os seguintes passos:

- Compararam-se para os últimos 3 anos reais (2022 a 2024) os gastos previstos pela empresa com os valores efetivamente ocorridos, tendo-se concluídos que os gastos de exploração foram em média 20% inferiores ao previsto, enquanto os de investimento foram 61% inferiores ao previsto.
- Aplicou-se esse desvio no acréscimo de custos previstos pela empresa para 2026 face a 2024 na rubrica de FSE e nos investimentos, reduzindo este acréscimo em 61%. Aplicou-se esta redução igualmente aos FSE visto que o seu aumento, de acordo com a empresa, é em grande parte justificado pelas necessidades decorrentes dos investimentos.
- Considerou-se o custo associado a um novo colaborador (e não de dois como previsto pela empresa), calculado com base no custo médio por colaborador interno em 2024, adicionado aos custos com pessoal ocorridos em 2024. Tendo em conta que o novo Portal ainda não está em operação,

considera-se que um colaborador a mais, em complemento ao aumento dos serviços externos prestados, deverá ser, nesta fase, suficiente para colmatar as novas necessidades de recursos.

- Estimaram-se os gastos anuais com investimento para o período de regulação (2026 a 2029), com base na informação previsional fornecida pela empresa e aplicando o corte acima indicado de 61% ao investimento previsto. Transformou-se a série anual de gastos com investimento num pagamento anual equivalente, utilizando a taxa de remuneração definida pela ERSE para o novo período de regulação de 3,07%, tal como apresentado no capítulo 4.

Com este exercício, foi definida uma base de custos para 2026 que se considera que reflete melhor a evolução prevista para a atividade de OLMC.

A Figura 3-87 resume a metodologia de apuramento da base de custos da atividade de OLMC.

Figura 3-87 – Metodologia de cálculo da base de custos na atividade de OLMC

Unidade: Euro	real			previsto OLMCA		Nova base custos 2026			
	2022	2023	2024	2025	2026				
Custos totais									
Materiais diversos	0	0	0	0	0	0			
FSE	473 325	436 194	488 341	545 549	1 108 749	730 428			
Gastos com Pessoal	511 212	636 795	547 059	587 925	842 970	659 246			
Imparidades e Provisões	8 503	0	0	0	0	0			
Outros Gastos e Perdas	8 134	7 299	4 476	35 122	25 140	25 140			
Outros ganhos e rendimentos	693	329	5 542	2 172	0	0			
OPEX líquido (1)	1 000 480	1 079 959	1 034 335	1 166 423	1 976 859	1 414 814			
Estimativa evolução CAPEX									
					2027	2028	2029		
Imobilizado líquido Si	677 196	559 792	433 517	312 559	263 681	232 747	193 097	198 314	
Imobilizado bruto Sf	1 472 504	1 548 909	1 612 828	1 716 558	1 972 558	1 816 451	1 891 370	1 960 047	2 028 723
amortizações acumuladas	912 713	1 115 392	1 300 269	1 452 877	1 581 799	1 614 638	1 737 922	1 756 517	1 781 216
Imobilizado líquido Sf	559 792	433 517	312 559	263 681	390 759	201 813	153 448	203 530	247 507
Imobilizado médio líquido	618 494	496 654	373 038	288 120	327 220	232 747	193 097	198 314	222 910
amortizações exercício	190 112	202 701	184 877	152 608	128 922	161 761	123 284	18 594	24 700
WACC	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	4,40%	3,07%	3,07%	3,07%	3,07%
CAPEX (2)	217 325	224 554	201 291	165 285	143 319	168 986	129 212	24 682	31 543
Renda CAPEX (3)						90 544			
TOTEX real (1) + (2)	1 217 806	1 304 513	1 235 625	1 331 708	2 120 178				
TOTEX aceite ERSE (1) + (3)	1 258 145	1 276 808	1 372 000	1 427 000		1 505 358			

Fonte: ERSE, ADENE

3.4.3.2 META DE EFICIÊNCIA DA ATIVIDADE DE OLMC

Na definição de fatores de eficiência para a atividade de OLMC foram consideradas as evoluções já assinaladas, que conduziram a um acréscimo dos gastos para o novo período de regulação. Assim propõe-se também, pela primeira vez, aplicar uma **meta de eficiência de 0,25%**, que reflete a eficiência decorrente

do progresso tecnológico¹²⁵, de forma a garantir que no desempenho desta atividade se atinja um nível de custos mais eficiente.

3.4.3.3 RESUMO DE PARÂMETROS DA ATIVIDADE DE OLMC

O Quadro 3-33 apresenta os parâmetros definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029, base de custos em 2026 e fatores de eficiência a aplicar nos anos de 2027 a 2029.

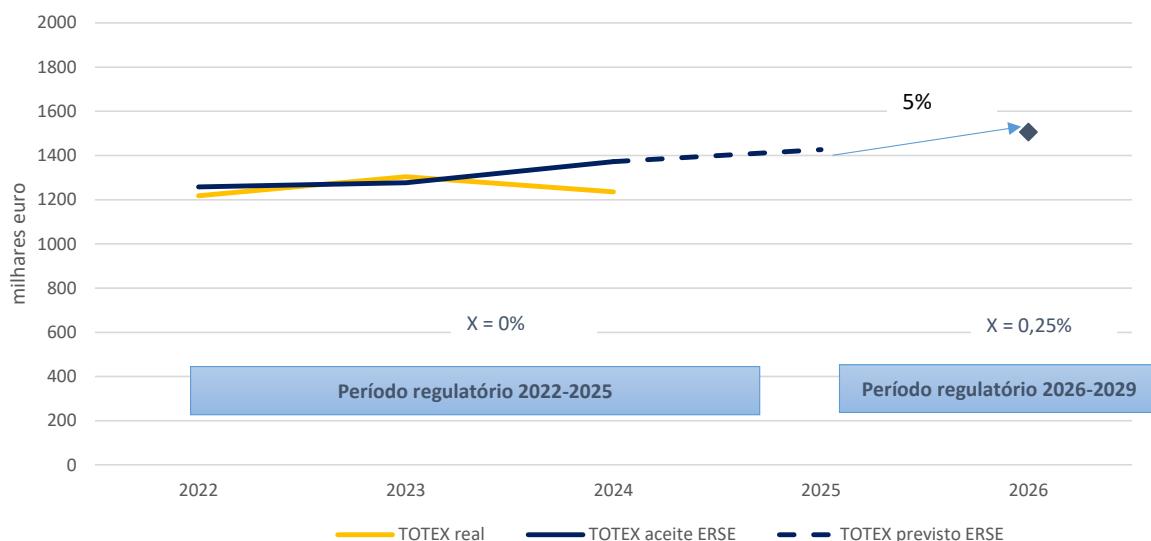
Quadro 3-33 - Parâmetros da atividade de OLMC

OLMC	2026	2027-2029
Componente fixa (10³ EUR)	1 505	
Fator de eficiência		0,25%

Fonte: ERSE, ADENE

Os resultados da aplicação desta metodologia para 2026 constam da Figura 3-88.

Figura 3-88 - Resultado previsto com aplicação da metodologia ao OLMC



Fonte: ERSE, ADENE

¹²⁵ Tendo em conta os resultados da análise do Índice do Malmquist, desenvolvida na secção 5 do documento «Estudo de benchmarking – Operadores de Redes de Distribuição», que integra os documentos da proposta tarifária para 2026.

4 TAXA DE REMUNERAÇÃO

4.1 INTRODUÇÃO

A taxa de remuneração definida pela ERSE para os ativos das atividades reguladas corresponde ao custo de capital estimado, pelo regulador, para essas atividades.

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.

Ao longo do tempo, **a ERSE tem seguido um conjunto de princípios nos processos de definição do custo de capital** das atividades reguladas, que importa recordar.

A estabilidade regulatória é um dos principais princípios, o que garante aos agentes poderem, à partida, antecipar e interpretar o quadro regulatório. A aplicação deste princípio permite diminuir o risco regulatório e, consequentemente, o risco da atividade, contribuindo para a diminuição do custo de capital da atividade regulada com um impacte positivo no nível tarifário. Deste modo, 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, diretamente associado ao anterior, é o da **coerência metodológica**. A opção de se escolherem diferentes metodologias é expetável apenas se o contexto ou a natureza da atividade assim o justifiquem. Deste modo, entende-se que deverá haver coerência nas metodologias regulatórias, não apenas dentro da mesma atividade ou setor ao longo do tempo, como também entre atividade de setores diferentes, quando apresentam naturezas semelhantes, como por exemplo os setores elétrico e do gás.

Finalmente, a estabilidade regulatória e a coerência metodológica não podem comprometer a devida **adaptação** das taxas de remuneração à **evolução dos contextos económico e financeiro**. A capacidade de a regulação se adaptar a estas alterações 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, em especial, a crise dívida soberana que culminou no pedido de assistência financeira feito em 2011 pelo Estado Português, a qual justificou a introdução do mecanismo de indexação das taxas de remuneração às variáveis representativas das condições financeiras nacionais, em vigor desde 2012.

Como se verá, o atual contexto económico e social pode justificar a revisão de algumas práticas e metodologias regulatórias.

4.2 EVOLUÇÃO DO CONTEXTO REGULATÓRIO E ECONÓMICO

EVOLUÇÃO DO QUADRO REGULATÓRIO

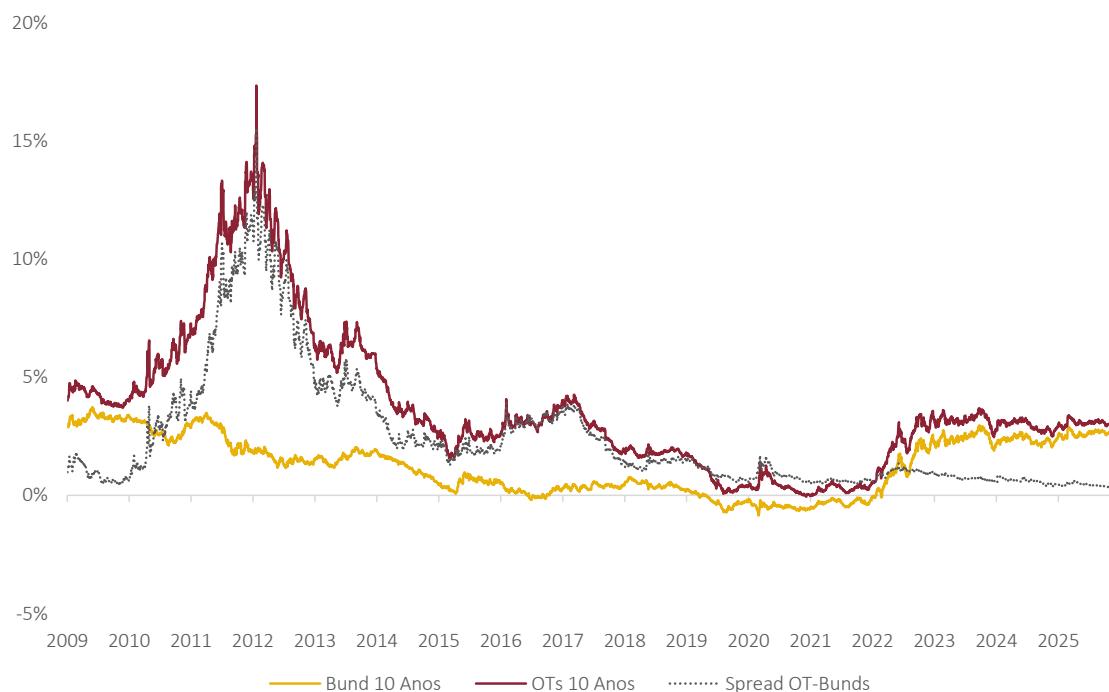
Na preparação do presente período de regulação 2026-2029, não ocorreram mudanças significativas nas metodologias de regulação das atividades de transporte e de distribuição do setor elétrico do Continente. Manteve-se uma metodologia de regulação por incentivos do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais controláveis das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica em todos os níveis de tensão (BT e em AT e MT) no continente. Esta metodologia é complementada com a manutenção do princípio de partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas, de modo a assegurar que a regulação por incentivos, do tipo *revenue cap*, não tenha impacte significativo no risco das atividades das empresas, o que também foi tido em conta no cálculo do custo de capital.

EVOLUÇÃO DO CONTEXTO FINANCEIRO E ECONÓMICO

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 4-1), 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 país¹²⁶.

¹²⁶ 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.

Figura 4-1 - Yields das obrigações (OTs) a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal Alemã (Bund)



Fonte: ERSE, Bloomberg

Mais recentemente, aquando da definição do custo de capital para o período de regulação 2022-2025, verificou-se um incremento da incerteza em resultado da situação pandémica do país provocada pela pandemia da COVID-19, apesar de se observarem níveis historicamente baixos das *yields* das OT's portuguesas.

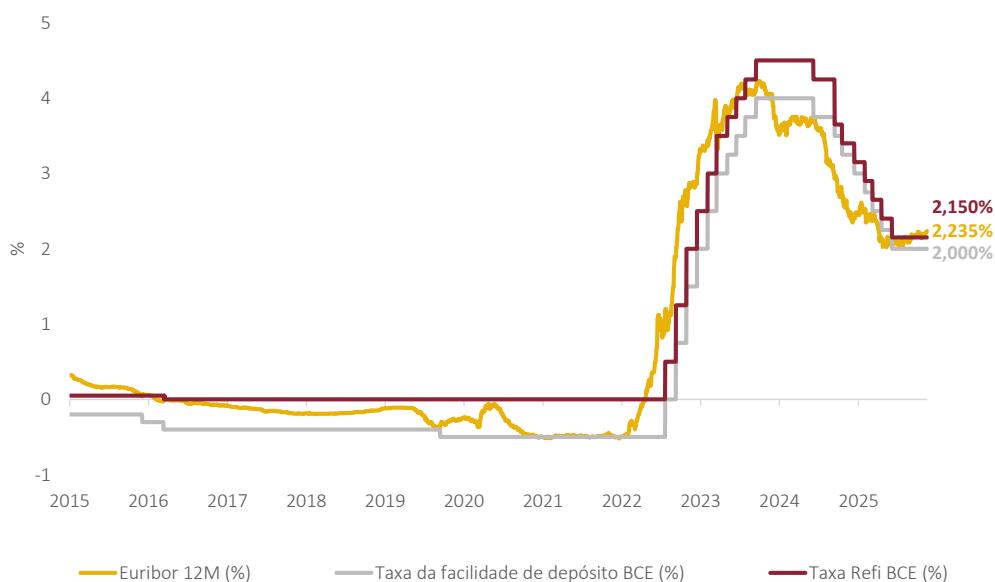
No presente momento, o *spread* entre as *yields* das OTs e das Bunds continua numa tendência de diminuição, muito influenciado pelos *upgrades* do *rating* de Portugal por parte das diversas agências nos últimos anos. Este *spread* está em níveis próximos dos observados em 2009, antes do período da crise financeira internacional (na Figura 4-1 podemos ver a comparação entre as *yields* das OTs e das Bunds alemãs a 10 anos, e o respetivo *spread*).

Atualmente, ao contrário do verificado antes do início do período regulação em vigor, verificam-se condições económicas e financeiras menos atípicas (Figura 4-2 e Figura 4-3):

- taxa da facilidade de depósitos do BCE e Taxa de juro de referência do BCE (taxa refi) positivas (2,00% e 2,15%, respetivamente);
- taxa Euribor a 12 meses próxima, mas acima, dos 2% (2,24%);

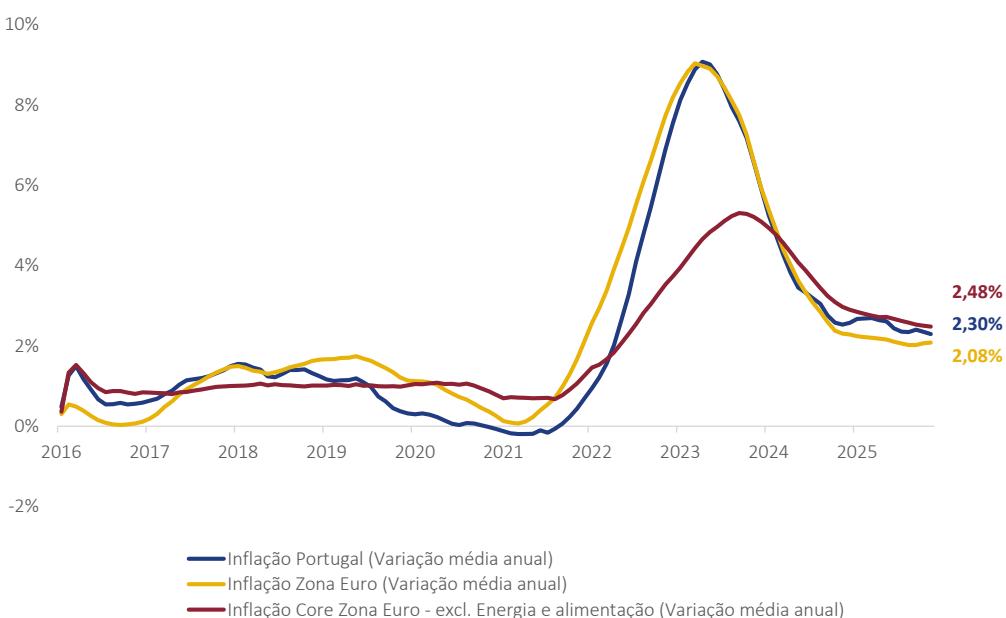
- existência ainda de algumas pressões inflacionistas na economia europeia, apesar de se verificar em Portugal uma tendência de redução da inflação, para valores próximos, mas acima, dos 2%.

Figura 4-2 - Taxas refi e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 12 meses



Fonte: ERSE, Bloomberg

Figura 4-3 - Inflação (IPC) em Portugal



Fonte: ERSE, INE

4.3 METODOLOGIA

BREVE ENQUADRAMENTO DAS METODOLOGIAS ADOTADAS

As opções metodológicas adotadas neste exercício de determinação do custo de capital são consistentes com as aplicadas em anteriores períodos de regulação.

A metodologia e os fundamentos para determinação do custo de capital são apresentados de forma mais detalhada nos documentos «Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017» e «Parâmetros de regulação para o período 2012 a 2014» do setor elétrico, assim como no documento «Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018 -2019» do setor do gás.

Não obstante, descrevem-se de seguida, sinteticamente, as metodologias adotadas.

O custo de capital é calculado antes de impostos¹²⁷, de acordo com a seguinte expressão:

$$CCMP=G \times R_d + (1-G) \frac{R_{cp}}{(1-T)} \quad (1)$$

Em que CCMP (ou WACC¹²⁸) 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.

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 a definir na determinação do parâmetro CCMP:

¹²⁷ Tendo em conta que, para efeitos regulatórios, os impostos não são considerados como custos aceites.

¹²⁸ *Weighted Average Cost of Capital*

$$CCMP = \underbrace{[R_f + PR_d]}_{R_d} \times G + \underbrace{\left[R_f + \beta_A \left[1 + (1-T) \frac{G}{(1-G)} \right] (PR_m) \right]}_{R_{cp}} \times (1-G) \times 1/(1-T) \quad (2)$$

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} é o beta do capital próprio
- PR_m é o prémio de risco de mercado

Os ativos regulados são avaliados ao custo de aquisição, deste modo o custo de capital é nominal, incorporando a desvalorização monetária.

O custo de capital próprio, R_{cp} , é calculado com base num modelo teórico de valorização de ativos com risco, o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). De uma forma simplificadora, este modelo assume que o custo de capital próprio obtém-se adicionando um prémio de risco à taxa de juro sem risco, R_f , sendo o prémio determinado pelo risco sistemático do investimento e o prémio de risco do mercado. O risco sistemático do investimento é medido pelo beta¹²⁹ 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

¹²⁹ Que corresponde ao rácio entre a covariância das rendibilidades esperadas do ativo e da carteira de ativos e a variância da rendibilidade esperada da carteira de ativos

Este modelo é desenvolvido em mais profundidade no ponto 4.4.4.

4.4 DEFINIÇÃO DAS VARIÁVEIS DE CÁLCULO DO CUSTO DE CAPITAL

4.4.1 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, atualmente a taxa de imposto foi definida em 28,25% considerando uma taxa de IRC de 17,75%¹³⁰, uma derrama Municipal de 1,5% (Lisboa) e uma derrama Estadual de 9%.

4.4.2 TAXA DE JURO SEM RISCO

O modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM) relaciona a detenção de um *portfolio* de ativos com risco (uma carteira de mercado) e de um ativo sem risco. Neste sentido, este modelo dá um particular enfoque à definição da taxa de juro sem risco. No CAPM, a taxa de juro sem risco é um conceito fundamental e representa o retorno de um investimento sem risco de perda de capital, servindo como o mínimo de referência para um investimento isento de qualquer risco. Esta taxa de juro sem risco é a taxa da qual parte a conceção do CAPM.

A relação entre os riscos dos ativos e a rendibilidade esperada está subjacente a esta definição, constituindo a base teórica do modelo CAPM. Para melhor se entender esta relação, é igualmente necessário distinguirem-se os conceitos de risco sistemático e risco não sistemático. O risco sistemático, também denominado risco de mercado ou risco não diversificável, refere-se aos fatores que afetam simultaneamente todos os ativos do mercado, tais como alterações nas taxas de juro, inflação, instabilidade política ou recessões económicas. Por contraposição, o risco não sistemático ou específico da atividade, ou empresa, engloba fatores únicos de cada organização. Este tipo de risco é particular a cada ativo e pode ser eliminado através da diversificação adequada. No modelo CAPM o risco que é possível diversificar e que pode ser eliminado não deve ser remunerado nem ser tido em consideração no cálculo do custo de

¹³⁰Média das taxas a vigorar entre 2026 e 2029 (19% em 2026, 18% em 2027, 17% em 2028 e 17% em 2029), nos termos da Lei n.º 64/2025, de 7 de novembro.

capital eficiente. Apenas o risco de mercado, não diversificável, deve ser remunerado, adicionalmente à taxa de juro sem risco.

À semelhança do que foi decidido para os anteriores períodos regulatórios no setor elétrico (e para o no setor do gás), para determinação da taxa de juro sem risco, optou-se pela média das obrigações com maturidade a 10 anos de países UE com rating AAA. Neste caso, os países da UE ainda com este *rating* são a Alemanha e os Países Baixos.

A determinação da taxa de juro sem risco requer que se defina: i) a maturidade, ii) a forma de cálculo da média dos valores recolhidos da taxa em questão, e iii) o período de cálculo.

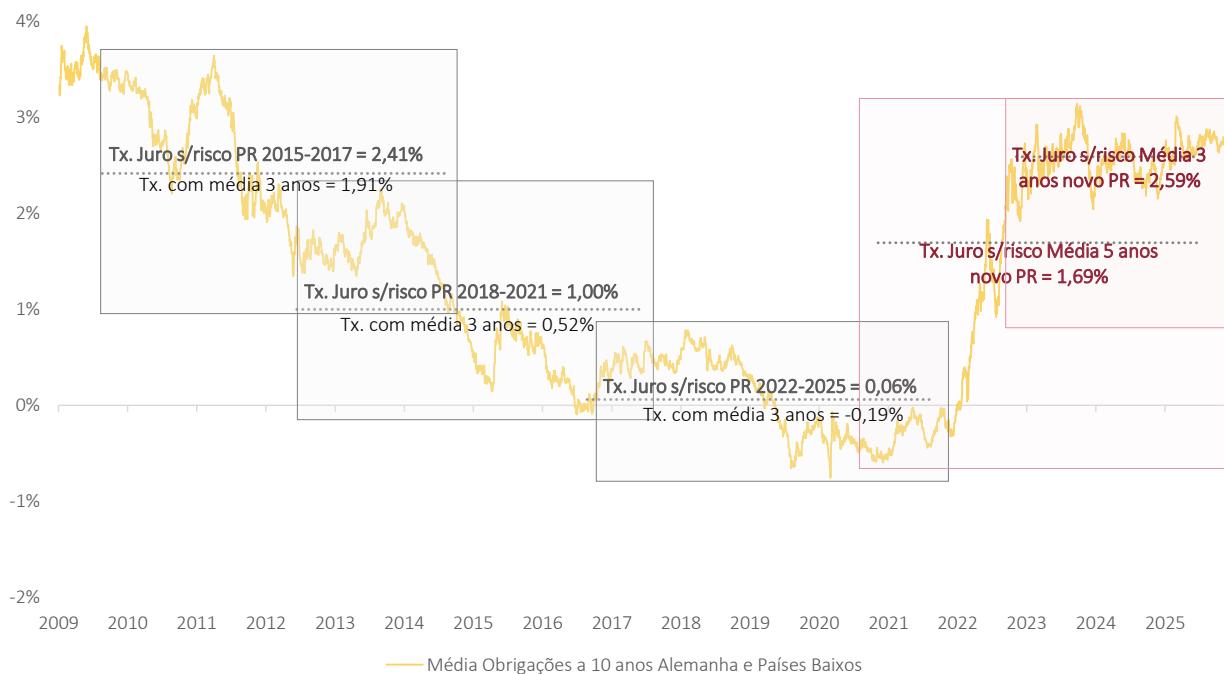
A maturidade dos títulos de 10 anos justifica-se, entre outros fatores, por ser a mais próxima da vida útil dos ativos para títulos que garantam alguma liquidez. No que se refere ao segundo ponto, como nos anteriores períodos de regulação, considerou-se a média geométrica das taxas. No que se refere ao terceiro ponto, ponderaram-se duas opções para a taxa de juro sem risco: A) média geométrica dos últimos 5 anos (metodologia de continuação) e B) média geométrica de 3 anos (alteração de metodologia) das *yields* das obrigações a 10 anos.

Na Figura 4-4 comparam-se os valores calculados com a média dos últimos 5 anos e de 3 anos, quer para os anteriores períodos de regulação, quer para o novo período de regulação. Caso se opte pela média de 5 anos (dando continuidade à metodologia aplicada nos anteriores períodos de regulação) a taxa de juro a considerar será de 1,69%. Caso se opte pela média de 3 anos (alterando a metodologia aplicada nos anteriores períodos de regulação) a taxa de juro a considerar será de 2,59%. A opção pela média de 5 anos (dando continuidade à metodologia aplicada nos anteriores períodos de regulação) tem como vantagem a inclusão dos valores mais baixos ocorridos entre 2020 e 2022, apesar de serem desfasados dos valores mais atuais, tal como ocorreu nos anteriores períodos, na situação inversa. Desta forma, a continuação da metodologia permitiria ter sempre em consideração valores que possam ter sido referência para obtenção de financiamentos. A alteração da metodologia tem a vantagem de não incluir no cálculo o período entre 2020 e 2022, que podem ser atípicos e não se repetir no futuro. Desta forma, e caso se mantenham as condições atuais por alguns anos, a média de 3 anos pode ser uma melhor aproximação dos valores a ocorrer no futuro.

A Figura 4-4 permite evidenciar que, desde 2023, que a média das taxas de juro das obrigações a 10 anos da Alemanha e dos Países Baixos têm-se mantido relativamente estável a um nível significativamente mais

elevado do que o que se verificou no passado ainda recente, nomeadamente entre 2016 e 2021. A figura mostra igualmente que o incremento para o atual nível ocorreu num período relativamente curto.

Figura 4-4 – Períodos de cálculo da taxa de juro sem risco



Fonte: ERSE, Bloomberg

Assim, para a determinação da taxa de juro sem risco, foram ponderadas as duas opções metodológicas apresentadas anteriormente: média dos últimos 5 anos ou média dos últimos 3 anos. Optou-se por esta última, apesar de implicar uma ruptura com abordagens regulatórias passadas, por se considerar que reflete melhor as atuais condições de mercado.

Com efeito, a utilização de uma média de 5 anos das taxas de juro sem risco, que ainda abrange o período da pandemia de COVID-19, poderia não traduzir o contexto económico e financeiro atual. Esta opção é também reforçada pelo *benchmark* efetuado com outros países europeus, apresentado mais adiante neste capítulo. Refira-se, ainda, que o Conselho Tarifário (CT), no seu parecer à proposta de tarifas para 2026, concordou com esta opção.

No quadro seguinte, apresenta-se o valor a considerar para a taxa de juro sem risco, onde também estão incluídos, para comparação, os valores definidos para os dois anteriores períodos de regulação do setor elétrico.

Quadro 4-1 - Taxa de juro sem risco

Variável	SE PR 2026 a 2029	SE PR 2022 a 2025	SE PR 2018-2020
Taxa de juro sem risco (Rf)	2,59% Média de 3 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com rating AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos	0,06% Média de 5 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com rating AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos	1,00% Média de 5 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com rating AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos

Fonte: Bloomberg, ERSE

4.4.3 GEARING

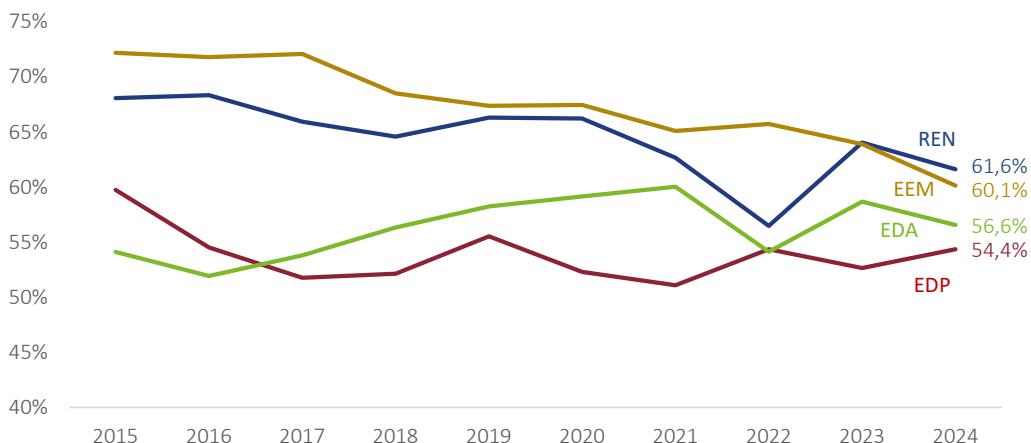
A estrutura de capital das empresas reguladas é outro fator de relevo na definição do custo de capital. O recurso ao endividamento pode ser vantajoso até certo ponto, por baixar o custo de capital¹³¹.

Porém, o nível ótimo de endividamento depende de fatores como o crescimento da atividade da empresa, a sua solvabilidade, o contexto económico e o setor em que atua. De um modo geral, estas empresas, por serem *utilities*, e beneficiarem de estabilidade regulatória e operarem em regime de monopólio, tendem a usar mais capital alheio.

A Figura 4-5 ilustra esta tendência, ao apresentar a evolução do *gearing*¹³², a valores de mercado, do Grupo EDP e do Grupo REN, e o da EDA e da EEM, com base nos seus relatórios e contas. Observa-se, de um modo geral, que o peso do capital alheio tem diminuído nessas empresas. Em 2024, o nível médio de endividamento do Grupo EDP ascendeu a 54,4% e o do Grupo REN a 61,6%. Nesse ano, o nível de endividamento da EEM foi de 60,1% e o da EDA 56,6%.

¹³¹ Uma forma de quantificar o impacto no valor da empresa pelo recurso ao endividamento é o valor atualizado da vantagem fiscal.

¹³² O *gearing* é definido como $D/(D+E)$, em que “D” é a dívida e “E” é o Capital Próprio.

Figura 4-5 - *Gearing* EDP e REN (valores de mercado) e EDA e EEM (valores contabilísticos).

Fonte: ERSE, EDP, REN, EEM, EDA, Bloomberg

Como é prática comum entre os reguladores europeus dos setores das *utilities*, em particular no setor da energia, a ERSE tem aplicado 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, consequentemente, a taxa de remuneração.

Para o período de regulação que iniciará em 2026, 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, continua-se a definir o *gearing*, ponderando as práticas seguidas pelos restantes reguladores europeus e a evolução da estrutura de capital das empresas reguladas.

O Quadro 4-2 apresenta uma análise descritiva das metodologias seguidas pelos reguladores europeus na definição do rácio de endividamento considerado no custo de capital. Os valores definidos pelos reguladores europeus situam-se entre 31% e 60% (em 2024), sendo o valor médio de 2024, de 51,2% para os Operadores das Redes de Transporte (ORT) e de 51,1% para os Operadores das Redes de Distribuição (ORD). A mediana é de 50% em 2023 e 2024 para ambos os grupos de operadores.

Quadro 4-2 - Rácios de endividamento definidos pelos reguladores europeus

		2023	2024
Mínimo	ORT	31,0%	31,0%
	ORD	31,0%	31,0%
Média	ORT	51,8%	51,2%
	ORD	51,3%	51,1%
Mediana	ORT	50,0%	50,0%
	ORD	50,0%	50,0%
Máximo	ORT	60,0%	60,0%
	ORD	65,0%	60,0%

Fonte: CEER

Face ao exposto, a ERSE entendeu manter o *gearing* definido no anterior período de regulação, que se mantém, inferior ao nível de endividamento das empresas reguladas. Assim, **adotou-se um *gearing* teórico de 50%**. No Quadro 4-3 compara-se o valor definido para o atual período de regulação do setor elétrico com os definidos nos dois anteriores períodos de regulação do setor elétrico.

Quadro 4-3 - *Gearing* definido para o período de regulação e valores de comparação

Variável	SE PR 2026 a 2029		SE PR 2022 a 2025		SE PR 2018-2020	
	ORD	ORT	ORD	ORT	ORD	ORT
<i>Gearing (G)</i>	50%	50%	50%	50%	55%	55%

Fonte: ERSE, CEER

4.4.4 CUSTO DO CAPITAL PRÓPRIO

4.4.4.1 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. Como se viu, no CAPM a rendibilidade esperada de um ativo é proporcional ao seu risco sistemático.

Neste quadro teórico, a rendibilidade esperada do ativo para um determinado período, em equilíbrio, varia de uma forma linear entre a taxa de juro sem risco e a rendibilidade 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 sistemático. 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.

O beta do ativo, ou beta não alavancado, de uma empresa reflete apenas o risco de negócio ao contrário do beta do capital próprio. A definição do beta do ativo a partir do beta do capital próprio recorre a dois pressupostos comumente aceites¹³³:

- 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, consequentemente, o custo do capital próprio.

¹³³ 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 proporciona um aumento do custo de capital próprio a uma taxa que decresce com a taxa de imposto¹³⁴.

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), a taxa de juro sem risco (R_f) e o *gearing* (G), será necessário ainda definir; i) o prémio de risco de mercado (PR_m), ii) o beta do ativo (β_A), e iii) 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.

4.4.4.2 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, comumente aceite, de existirem situações de equilíbrio dos mercados financeiros.

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 o cálculo da rendibilidade ao longo do período escolhido.

No caso de Portugal, pequeno mercado financeiro e pouco maduro, embora perfeitamente integrado nos mercados europeu e global, importa avaliar a consideração de séries históricas de mercados globais integrados para a definição do prémio de risco e, eventualmente, considerar igualmente o risco específico do país.

¹³⁴ 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).

A consideração do risco de país é controversa (Kruschwitz, et al, 2012¹³⁵; Roger set al, 2018¹³⁶). 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 as atividades reguladas, através do capital próprio, são investidores com capacidade de diversificar internacionalmente, eliminando o risco do país por diversificação, então o risco país não deverá ser remunerado (Damodaran, 2012¹³⁷).

Contudo, a possibilidade de eliminação do risco país por diversificação não é consensual (Naumoski, 2011¹³⁸), porque subentenderia uma correlação muito baixa entre os retornos nos mercados dos países emergentes e os de mercados mais maduros. É de realçar que a inclusão de um prémio de risco país é mais consensual quando existem mercados financeiros não integrados, normalmente em mercados emergentes. Em suma, 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.

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.

Tal como efetuado em períodos regulatórios anteriores, para a determinação do prémio de risco de um mercado maduro que possa ser representativo do prémio de risco durante os próximos anos do período de regulação, deverá considerar-se 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 4-6 abaixo a evolução do

¹³⁵ Kruschwitz, Lutz; Löffler, Andreas; e Mandl Gerwald, "Damodaran's Country Risk Premium: A Serious Critique", 31(2-3):75-84, 2012.

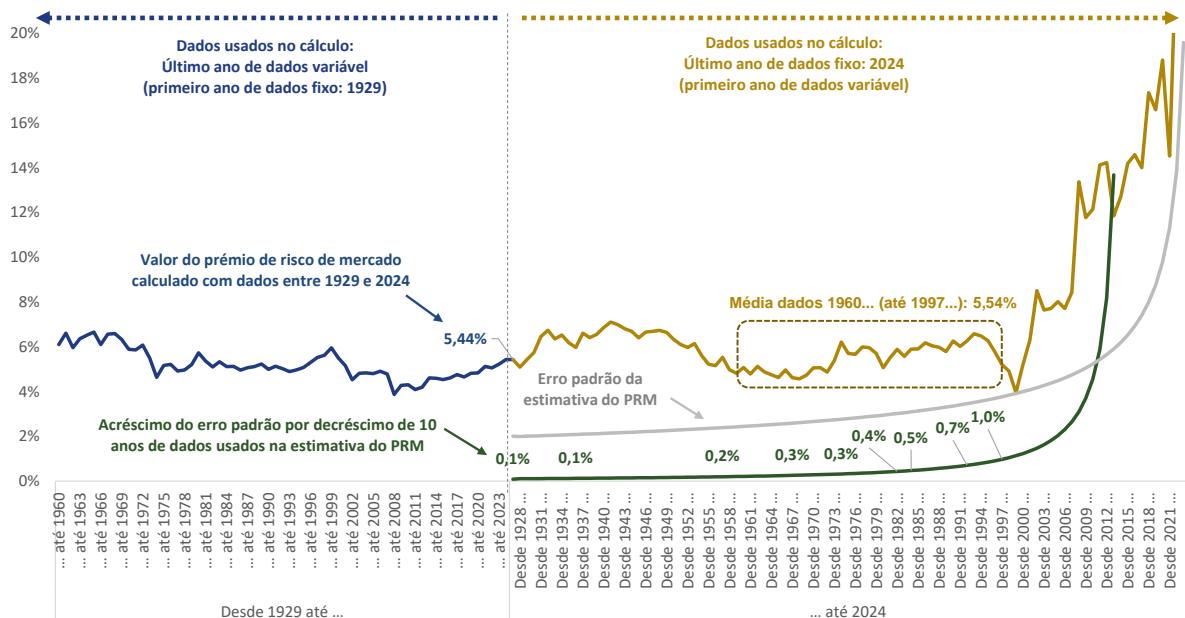
¹³⁶ Rogers, David; Wynn, Andrew; e Yaoguo, Lun, "The country risk premium a foreign affair", acedido online em setembro de 2025, em: <https://www.fticonsulting.com/-/media/media/files/emea-files/insights/reports/country-risk-premium.pdf?rev=afaecff2ca0f4bfda0ed720c4c2bc4fe&hash=65F84F108C78A7F9642E403D58AF8A44>

¹³⁷ Damodaran, Aswath, 2012, "Investment Valuation: Tools and Techniques for Determining the Value of any Asset", 3rd ed., University Edition (Wiley Finance Series)

¹³⁸ 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://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2814514

prémio de risco de mercado, tendo em conta diferentes períodos de dados para a determinação do prémio de risco de mercado.

Figura 4-6 - Evolução do prémio de risco de mercado



Fonte: ERSE, Bloomberg, Aswath Damodaran

A Figura 4-6 apresenta dois tipos de cálculo:

- Parte esquerda da figura: mostra a evolução “normal”, em que cada ponto anual acrescenta novos dados desde 1929 ao ano em questão (ex.: em 1960 usa dados de 1929-1960; em 2024, de 1929 a 2024)
- Parte direita da figura: apresenta o cálculo “inverso”, lido da direita para a esquerda. Os dados incluídos no cálculo são entre 2024 (um ano “fixo” que entra sempre no cálculo) e o ano até ao qual se incluíram os dados. Quando se lê “Desde 2016...”, significa que nesse cálculo apenas estão incluídos dados entre 2016 e 2024. À medida que nos deslocamos para a esquerda, vão-se acrescentando mais anos no cálculo histórico dos dados. O ponto central, onde as duas partes se encontram, utiliza todos os dados disponíveis e resulta num prémio de risco de mercado de 5,44%, que serve de ligação entre ambos os lados do gráfico.

A Figura 4-6 mostra que usar períodos curtos de dados torna o prémio de risco de mercado muito volátil. A volatilidade é indicada pelo erro padrão (linha cinza), e a linha verde mostra que reduzir a amostra em

10 anos aumenta o erro padrão entre 0,8% e 1%, tornando-se exponencial quando a série fica abaixo de 20 anos. Assim, o prémio de risco pode variar drasticamente com a inclusão ou exclusão de um ano (ex.: 1999–2024 gera um prémio perto de 1%). Por outro lado, usar todo o período disponível diminui o erro padrão, mas inclui anos possivelmente não representativos do contexto atual do mercado. Portanto, há um *trade-off* entre: i) incluir muitos anos (menor erro padrão, mas possível irrelevância histórica); ii) incluir poucos anos (maior relevância, mas erro padrão elevado). 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 1997...” é de 5,54%. O ano de 1997 nesta abordagem (“Desde 1997 até 2024”) constitui o limite para um desvio-padrão acima de 1%. Deste modo, considera-se que este período sinaliza alguma estabilidade no prémio de risco de mercado.

Paralelamente a esta análise efetuou-se igualmente uma análise às práticas seguidas pelos restantes reguladores. No Quadro 4-4 podem-se observar os valores do prémio de risco de mercado comparáveis, por diversos reguladores europeus.

Os valores definidos pelos reguladores europeus situam-se, considerando os dados mais recentes, num intervalo entre um mínimo de 3,7% e um máximo de 6,7%, sendo o valor médio de 5,1% e a mediana de 5,0%, tanto para os ORT como para os ORD.

Quadro 4-4 - Metodologias de definição dos prémios de risco do mercado pelos reguladores europeus e respetivos valores

		2024
Mínimo	ORT	3,7%
	ORD	3,7%
Média	ORT	5,1%
	ORD	5,1%
Mediana	ORT	5,0%
	ORD	5,0%
Máximo	ORT	6,7%
	ORD	6,7%

Nota: Não são apresentados os dados relativos aos prémios de risco que tinham, explicitamente, o premio 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 2024 e entre 1929 e 2024);
- 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 5,00% (mediana dos valores definidos pelos reguladores europeus) e 5,54% (*spreads* médios entre as rendibilidades do S&P 500 e as das Obrigações do Tesouro dos EUA com maturidade de 10 anos calculado para os intervalos compreendidos entre 1960-1997 e 2024).

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 3 anos, consistentes com a respetiva metodologia de cálculo da taxa de juro sem risco.

O *spread* a considerar como prémio de risco para Portugal face a um mercado maduro é, desta forma, de 0,49% para um período de 3 anos.

No Quadro 4-5 abaixo são apresentados os dois intervalos do prémio de mercado alternativos para o período de regulação que se inicia em 2026.

Quadro 4-5 - Prémio de risco de mercado

Variável	SE PR 2026 a 2029	SE PR 2022 a 2025	SE PR 2018-2020
Prémio de risco de mercado maduro	[5,00% : 5,54%]	[3,95% : 5,10%]	[3,52% : 5,00%]
+ <i>Spread</i> risco país	0,49%	1,41%	3,40%
Prémio de risco de mercado (PRm) = = Prémio de risco de mercado maduro + <i>spread</i> risco país	[5,49% : 6,03%]	[5,37% : 6,51%]	[6,92% : 8,40%]

Fonte: ERSE, Bloomberg, CEER, Aswath Damodaran

4.4.4.3 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 observaram-se alterações muito significativas da estrutura organizativa do Grupo EDP, em particular na diminuição do peso das atividades reguladas sujeitas ao RT, em especial a atividade de distribuição de energia elétrica em Portugal, no conjunto do negócio da empresa. Observou-se, igualmente, a agregação da informação reportada por segmentos de negócios/ativos¹³⁹. Essa agregação inclui ativos de atividades distintas em termos de risco, o que dificulta a aplicação da metodologia *bottom-up* utilizada nos períodos regulatórios anteriores. Mesmo se a informação por segmentos de mercado fosse mais desagregada, o menor peso das atividades reguladas torna menos preciso qualquer exercício *bottom-up* para a definição do custo do capital próprio. Por estas razões, para a definição do beta dos ativos de distribuição de energia elétrica no período 2026-2029, optou-se pela determinação do beta das atividades com base em empresas comparáveis, após uma seleção de um conjunto de dados de empresas, uma abordagem diferente das seguidas nos anteriores períodos de regulação.

No caso da atividade de transporte de energia elétrica, considerou-se adequado utilizar o beta resultante da cotação do próprio Grupo REN. Isto justifica-se porque, nesse grupo, as atividades reguladas constituem a quase totalidade dos negócios e não há diferença significativa no risco entre as atividades que o grupo desenvolve no setor elétrico e no setor de gás. Pela sua maturidade e no contexto da transição energética,

¹³⁹ Para detalhe da evolução das agregações, ver o anterior documento «Parâmetros de Regulação para o período 2022 a 2025»

pode-se, inclusive, considerar que as atividades reguladas do setor elétrico apresentam um risco ligeiramente inferior ao das atividades do setor de gás.

As principais fases desta abordagem são:

- a) escolha de empresas com atividades similares de distribuição de energia elétrica (empresas *peers*);
- b) cálculo dos betas do capital próprio β_{cp} (alavancado) e do ativo β_A (não alavancado) das empresas *peers*;
- c) definição dos betas dos ativos das atividades de DEE, com base nos betas das empresas *peers*;
- d) definição dos betas do capital próprio das atividades de DEE e de TEE.
- e) No cálculo do beta do ativo, aplicou-se a seguinte fórmula (Armitage, 2005¹⁴⁰):

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp} + \beta_D \times \frac{D}{CP} \times (1-T)}{1 + \frac{D}{CP} \times (1-T)} \quad (6)$$

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

Assumindo o beta da dívida como zero ($\beta_D=0$), a equação (6), após simplificação, fica:

$$\beta_A = \frac{\beta_{cp}}{1 + \frac{D}{CP} \times (1-T)} \quad (7)$$

O que implica, após simplificação e tendo em conta que $G=D/(D+CP)$, que:

¹⁴⁰ Armitage, S., 2005, "The cost of capital", 2005, Cambridge

$$\beta_{cp} = \beta_A \left[1 + (1-T) \frac{G}{(1-G)} \right] \quad (8)$$

No cálculo dos betas do capital próprio das empresas *peers*, foram usados dados diários de cotações das empresas e dos respetivos índices locais e também dados dos betas dessas empresas, calculados pela Bloomberg.

Num primeiro exercício de escolha de empresas *peers* obteve-se uma lista inicial de 42 empresas (excluindo a EDP e a REN). Após a análise a este conjunto de 42 empresas, foram selecionadas como empresas comparáveis 15 empresas, incluindo o Grupo REN, por corresponderem a empresas da Europa Ocidental, com redes de eletricidade e gás (Quadro 4-6) e com preponderância de atividades reguladas.

É de salientar que existem muito poucas empresas cotadas em bolsa que se dediquem exclusivamente à atividade de DEE, o que obriga a incluir empresas que realizem atividades semelhantes e que sejam comparáveis em termos de risco sistemático. Assim, na escolha de empresas comparáveis para cálculo do beta deverão ser ponderados diversos fatores, tais como: i) a percentagem de atividades reguladas associadas à operação de infraestruturas energéticas; ii) o risco sistemático das outras atividades não reguladas; iii) o nível de endividamento; e iv) o rating da empresa ou grupo empresarial.

Finalmente, refira-se que a ERSE ponderou ainda, na escolha das empresas comparáveis, a liquidez dos seus títulos, medido através do *bid ask spread*¹⁴¹.

No caso de grupos empresariais em que a distribuição de energia elétrica tenha um peso reduzido no conjunto de atividades, o risco global pode ser muito diferente do risco sistemático dessa atividade. Por isso, uma empresa sem atividade de distribuição até pode ser mais comparável, desde que possua uma proporção relevante de atividades reguladas associadas à operação de infraestruturas energéticas. Neste sentido, na escolha de empresas comparáveis, a ERSE entende que o fator, destacadamente, com maior relevância é o do peso das atividades reguladas associadas às infraestruturas energéticas, sem descurar, contudo, a avaliação dos outros fatores.

¹⁴¹ Este indicador evoluiu de forma inversa com o grau de liquidez.

Quadro 4-6 – Dados base empresas comparáveis (peers)

Empresas	País	Setor	Sub-Grupo Indústria	Rating	Endividamento D/(D+E) [D = média 2024 - 2023]	Bid-Aask spread	Custo da dívida, antes de impostos (Bloomberg)
Redes Energeticas Nacionais	Portugal	Multi-Utilities	Eletricidade-Transporte	BBB	62,8%	0,23%	3,8%
Electricite De Strasbourg-Rg	França	Electric Utilities	Eletricidade-Produção	----	-70,0%	0,61%	4,1%
Evn Ag	Áustria	Electric Utilities	Eletricidade-Integrada	NR	13,1%	0,40%	3,6%
National Grid Plc	Reino Unido	Multi-Utilities	Eletricidade-Distribuição	BBB+	58,3%	0,06%	5,5%
Elia Group Sa/Nv	Bélgica	Electric Utilities	Eletricidade-Transporte	BBB	64,3%	0,17%	4,0%
Terna-Rete Elettrica Naziona	Itália	Electric Utilities	Eletricidade-Transporte	A-	61,2%	0,04%	4,0%
Redeia Corp Sa	Espanha	Electric Utilities	Eletricidade-Transporte	A- *	52,7%	0,08%	3,0%
Fluxys Belgium	Bélgica	Oil, Gas & Consumable Fuels	Gás-Transporte	----	-1,8%	1,02%	3,9%
E.On Se	Alemanha	Multi-Utilities	Eletricidade-Distribuição	BBB+	56,4%	0,05%	3,2%
Snam Spa	Itália	Gas Utilities	Gás-Transporte	A-	65,9%	0,05%	4,0%
Enagas Sa	Espanha	Gas Utilities	Gás-Distribuição	BBB+	53,5%	0,06%	----
Italgas Spa	Itália	Gas Utilities	Gás-Distribuição	BBB+	71,4%	0,08%	4,1%
Ascopiave Spa	Itália	Gas Utilities	Gás-Distribuição	----	31,4%	0,41%	4,0%
Hera Spa	Itália	Multi-Utilities	Eletricidade-Integrada	BBB+	50,6%	0,08%	4,0%
Iren Spa	Itália	Multi-Utilities	Eletricidade-Distribuição	BBB	55,5%	0,16%	4,2%

Fonte: ERSE, Bloomberg

A determinação dos betas do capital próprio, a partir das cotações das empresas e dos respetivos índices locais, pode ser estimada uma regressão para a equação (5) para as cotações de cada empresa.

No cálculo dos betas realizado pela ERSE, partindo destes betas do capital próprio determinados diretamente a partir dos dados de mercado (raw betas), calculam-se os betas ajustados, à semelhança do que foi adotado em anteriores períodos regulatórios do setor elétrico e do gás. Para esse cálculo aplica-se a seguinte fórmula:

$$\beta_{cp}^{\text{ajustado}} = \frac{2}{3} \beta_{cp}^{\text{raw}} + \frac{1}{3} \times 1 = \beta_{cp} \quad (9)$$

No entanto, para o presente Período de Regulação, tendo em conta, entre outros fatores, a amostra alargada considerada, a ERSE usou, excepcionalmente, os valores dos betas do capital próprio publicados pela Bloomberg, após recomendação do CT no seu parecer à proposta de tarifas para 2026.

Partindo dos betas do capital próprio publicados pela Bloomberg, calcularam-se os betas 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 de 2023-2024.
- Os valores da dívida correspondem aos valores da dívida financeira líquida e o valor dos capitais próprios é o valor de mercado da *equity* (capitalização bolsista), publicados pela Bloomberg.

- A taxa de imposto considerada foi de 31,5% para Portugal¹⁴² e as taxas publicadas pela OCDE para os países das respetivas empresas comparáveis.

No Quadro 4-7 são apresentados os detalhes do cálculo dos betas do ativo das empresas comparáveis a partir do beta do capital próprio publicado pela Bloomberg.

Quadro 4-7 – Detalhe do cálculo dos betas do ativo das empresas comparáveis a partir do beta do capital próprio publicado pela Bloomberg¹⁴³

Empresas	País	Beta Capital Próprio [1]	Endividamento D/(D+E) [D = média 2024 - 2023] [2]	D/E [3]=[2]/(1-[2])	Taxa de imposto [4]	Betas Ativo Bloomberg [5]=[1]/(1 + [3]*(1-[4]))	Bid-Ask spread
Redes Energeticas Nacionais	Portugal	0,640	62,8%	1,690	31,5%	0,296	0,23%
Electricite De Strasbourg-Rg	França	0,365	-70,0%	-0,412	25,8%	0,525	0,61%
Evn Ag	Áustria	0,696	13,1%	0,150	23,0%	0,624	0,40%
National Grid Plc	Reino Unido	0,913	58,3%	1,396	25,0%	0,446	0,06%
Elia Group Sa/Nv	Bélgica	1,034	64,3%	1,804	25,0%	0,440	0,17%
Terna-Rete Elettrica Naziona	Itália	0,642	61,2%	1,575	24,0%	0,292	0,04%
Redeia Corp Sa	Espanha	0,583	52,7%	1,113	25,0%	0,318	0,08%
Fluxys Belgium	Bélgica	0,413	-1,8%	-0,018	25,0%	0,418	1,02%
E.On Se	Alemanha	0,601	56,4%	1,291	30,1%	0,316	0,05%
Snam Spa	Itália	0,623	65,9%	1,937	24,0%	0,252	0,05%
Enagas Sa	Espanha	0,638	53,5%	1,149	25,0%	0,343	0,06%
Italgas Spa	Itália	0,695	71,4%	2,494	24,0%	0,240	0,08%
Ascopiateve Spa	Itália	0,618	31,4%	0,458	24,0%	0,458	0,41%
Hera Spa	Itália	0,846	50,6%	1,024	24,0%	0,476	0,08%
Iren Spa	Itália	0,859	55,5%	1,247	24,0%	0,441	0,16%
Mínimo						0,240	0,04%
Percentil 25						0,306	0,06%
Média						0,392	0,23%
Percentil 75						0,452	0,31%
Máximo						0,624	1,02%

Fonte: ERSE, Bloomberg

BETAS DOS ATIVOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Tendo em conta os dados das 15 empresas comparáveis consideradas, o valor do beta está compreendido entre um valor mínimo de 0,240 e um máximo de 0,624. Pode-se observar que o beta médio do ativo para as empresas comparáveis é de 0,392. Tendo em conta que as empresas comparáveis têm diferentes atividades, com diferentes riscos, considerou-se que os valores do percentil 25 (abaixo da média e da mediana) e do percentil 75 (acima da média e da mediana) seriam uma proxy adequada para um intervalo

¹⁴² Taxa em vigor em 2024.

¹⁴³ Os betas do ativo são obtidos a partir dos betas do capital próprio publicados pela Bloomberg (“Applied Beta for EQRP”)

de risco de uma atividade como a distribuição de eletricidade em Portugal. Assim, entendeu-se prudente situar os betas dos ativos da atividade regulada da Distribuição de Energia Elétrica, num intervalo entre 0,306 e 0,452 para o cenário central base.

Tal como referido anteriormente, para o beta do ativo da atividade de Transporte de Energia Elétrica, entendeu-se como adequado considerar o beta da própria empresa. Assim, o beta do ativo da atividade de TEE correspondendo a 0,296.

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 dos anteriores períodos de regulação.

Quadro 4-8 – Betas dos ativos (valores médios) da EDP e da REN

Variável	SE PR 2026 a 2029		SE PR 2022 a 2025		SE PR 2018-2020	
	ORD	ORT	ORD	ORT	ORD	ORT
Beta do ativo das atividades reguladas (β_A)	[0,31 : 0,45] Média 0,38	0,30	0,41	0,37	0,34	0,32
Beta do capital próprio Atividades reguladas (β_{cp})	[0,53 : 0,78] Média 0,65	0,51	[0,68 : 0,70] Média 0,69	[0,56 : 0,68] Média 0,62	[0,60 : 0,66] Média 0,63	[0,57 : 0,60] Média 0,58

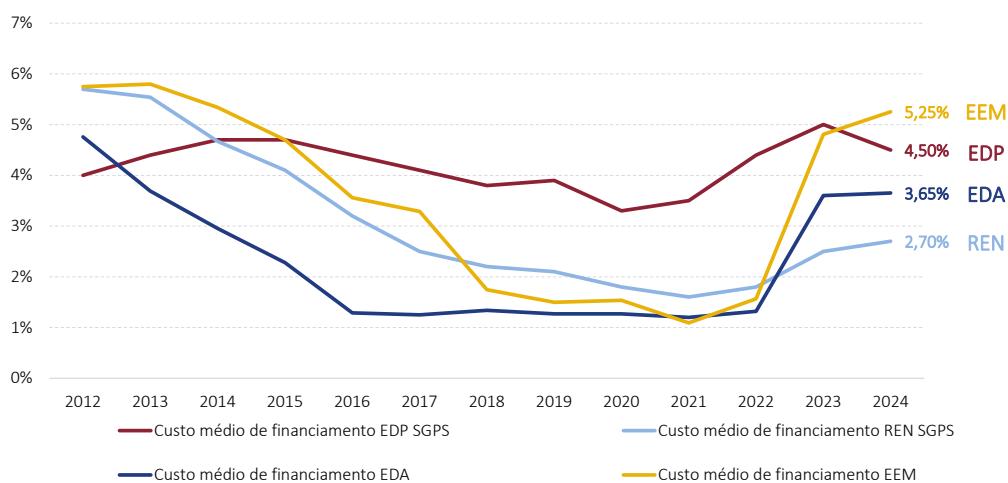
Fonte: ERSE, Bloomberg, EDP, REN

4.4.5 CUSTO DO CAPITAL ALHEIO

ENQUADRAMENTO

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 4-7 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 4-7 - Evolução do custo médio da dívida da EDP, REN, EEM e EDA



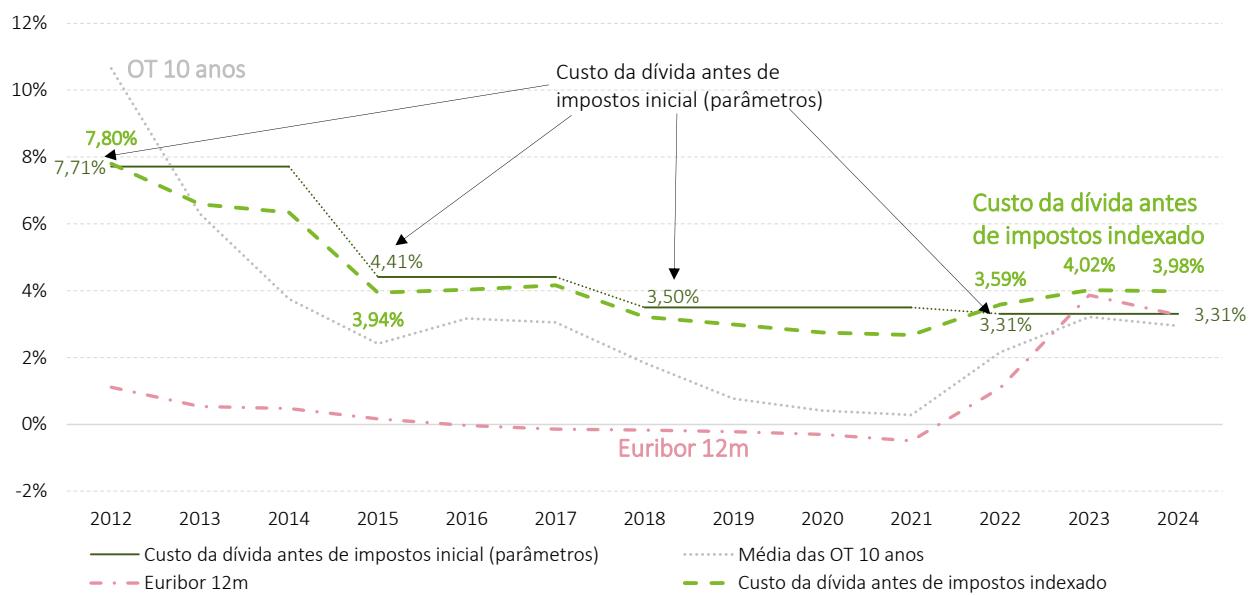
Fonte: EDP, REN, EDA, EEM e ERSE

Este custo reflete os custos de financiamento do passado, que poderão, ou não, ter de ser refinaciados através de emissão e contratação de nova dívida.

A definição do custo do capital alheio para o período de regulação, no contexto de indexação do custo do capital médio ponderado (CCMP) estabelecida desde 2012, incorpora por si mesma uma evolução implícita. Desta forma, a evolução futura do custo do capital alheio está implícita no mecanismo de indexação. Na Figura 4-8, observa-se que esse custo evolui de forma mais alinhada com o indexante, as Obrigações do Tesouro a 10 anos, do que com as taxas de curto prazo, como a Euribor a 12 meses.

As empresas, ao optarem por financiamentos indexados a taxas de curto prazo, como as Euribor, podem estar a criar um maior desvio (positivo ou negativo) face ao custo de capital alheio implícito no CCMP. No entanto, caso as empresas escolham, ou possam optar, por financiamentos cujos custos evoluam de forma mais correlacionada com a evolução da variável de indexação do CCMP, poderão conseguir diminuir aqueles desvios.

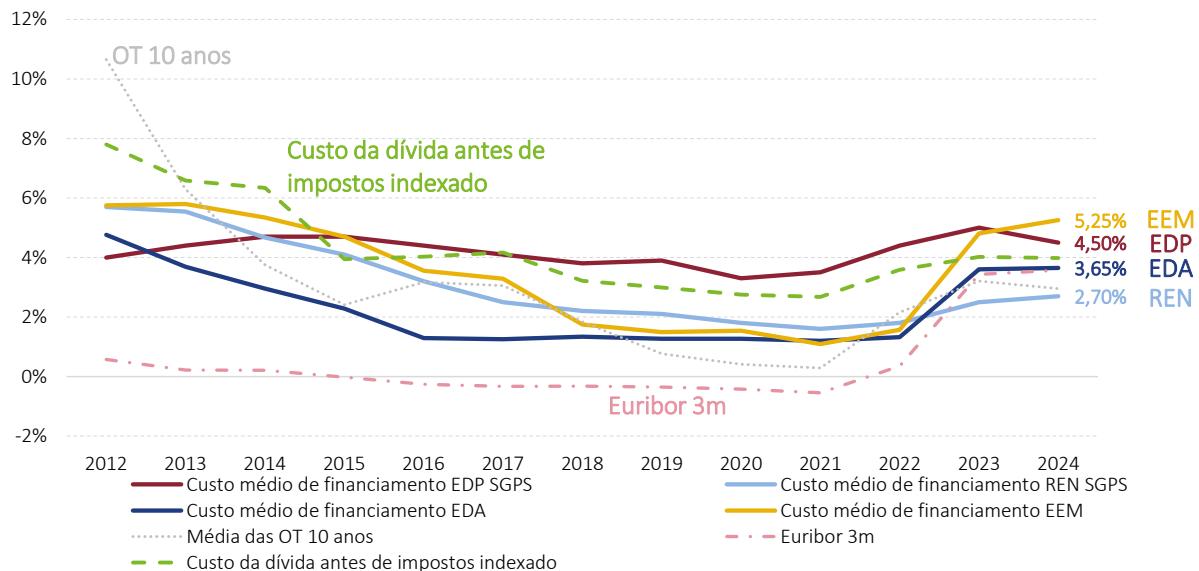
Figura 4-8 - Evolução do custo da dívida implícito no CCMP por via do mecanismo de indexação



Fonte: ERSE, Bloomberg

Na Figura 4-9 são apresentados os custos de financiamento das empresas, o custo de capital alheio implícito no CCMP indexado, a evolução das OT a 10 anos e também da Euribor a 3 meses.

Figura 4-9 - Evolução do custo de financiamento das empresas, do custo da dívida implícito no CCMP por via do mecanismo de indexação, das OT e Euribor



Fonte: ERSE, EDP, REN, EDA, EEM e Bloomberg

Tem-se verificado que o custo médio de financiamento das empresas, com exceção do Grupo EDP, tem sido inferior ao custo implícito no CCMP em quase todos os anos. No entanto, em 2024 observa-se a particularidade de a EEM ter registado um aumento do custo médio de financiamento neste ano, por via dos financiamentos indexados à Euribor. Contudo, é expectável que a diminuição das taxas Euribor em 2025 inverta a trajetória ascendente do custo médio de financiamento da EEM.

É de salientar, igualmente, que a evolução das taxas de juro de referência pode não se refletir imediatamente nos custos médio de financiamento das empresas, dependendo da estrutura da dívida entre taxa fixa e taxa variável e das maturidades dos financiamentos.

Uma política de estrutura de financiamento desadequada, e desequilibrada, pode aumentar o risco de taxa de juro, nomeadamente o risco de refinanciamento. Numa situação em que os ativos das empresas são ativos com vida útil longa, estes deveriam ser, tendencialmente, financiados por empréstimos de maturidades longas, por forma a mitigar os riscos de refinanciamento. O financiamento de um ativo com uma vida útil de longo prazo (por exemplo, 20 ou 30 anos), e que gere *cash-flows* pouco voláteis, através de dívida de curto prazo a taxa variável irá aumentar os riscos de desequilíbrio entre os *cash-flows* recebidos e os *cash-flows* devidos, para além de aumentar o risco de refinanciamento necessário à

empresa. Como as empresas detêm, na maior parte das situações, ativos de várias naturezas e com vidas úteis diferentes, o financiamento desses ativos deverá ser gerido por obtenção de um *mix* de fundos, quer alheios, quer próprios, que refletem a duração média dos ativos e a volatilidade dos *cash-flows*.

CUSTO DA DÍVIDA

Tendo em conta a evolução do custo médio de financiamento das várias empresas do setor elétrico com atividades reguladas, e análise de *benchmarking* com as empresas europeias comparáveis do setor (Quadro 4-6), optou-se por definir um custo da dívida de 4,50%.

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.

O valor definido para o prémio de risco e custo da dívida são apresentados no Quadro 4-9, onde se comparam estes valores com os definidos nos anteriores períodos de regulação do setor elétrico.

Quadro 4-9 - Custo da dívida

Variável	SE PR 2026 a 2029	SE PR 2022 a 2025	SE PR 2018-2020
Custo da dívida antes de impostos (Rd)	4,50%	3,31%	3,50%

Fonte: Bloomberg, CEER, ERSE.

4.5 CUSTO DO CAPITAL MÉDIO PONDERADO ESTIMADO PARA 2026

No Quadro 4-10 são apresentadas as metodologias e valores decididos para as respetivas variáveis, a vigorar no período de regulação 2026-2029. Estas metodologias e valores são os considerados como adequados para o nível de risco das atividades reguladas. Nesta decisão a ERSE teve em conta, entre outros fatores, a evolução de contexto, as condições gerais de financiamento, as expectativas de evolução dos riscos das atividades a médio prazo e a análise de *benchmarking* com empresas europeias comparáveis.

Quadro 4-10 - Resumo das metodologias de cálculo do custo do capital das atividades reguladas do setor elétrico

Variável	Metodologia SE PR 2026 a 2029 e respetivos valores		
Taxa de imposto (T)	28,25% Taxa de IRC de 20% + derrama Municipal de 1,5% + derrama Estadual de 9%		
Gearing (G)	50% Valor teórico tendo em conta valores reais, baseado na média do CEER		
Taxa de juro sem risco (Rf)	2,59% Média de 3 anos das <i>yields</i> do <i>benchmark</i> das obrigações com maturidade a 10 anos de países da zona euro com rating AAA (s/ DBRS): Alemanha e Países Baixos		
Custo da dívida antes de impostos (Rd=Rf+PRd)	4,50%		
Beta Ativo (β_A) e Capital Próprio (β_{cp})	β_A ORD = [0,31 : 0,45] Média 0,38 β_{cp} ORD = [0,53 : 0,78] Média 0,65	β_A ORT = 0,30 β_{cp} ORT = 0,51	
Prémio de risco de mercado (PRm) = Prémio de risco de mercado maduro + spread risco país	[5,49% : 6,03%] Spread entre rendibilidade S&P 500 e obrigações EUA a 10 anos, acrescendo o spread do risco de país e Benchmarking do CEER		

Fonte: ERSE, Bloomberg

Quadro 4-11 - Custo de Capital Médio Ponderado das atividades de DEE e TEE estimados para 2026

	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica		Atividade de Transporte de Energia Elétrica	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Custo da dívida antes de impostos	A	4,50%	4,50%	4,50%
Custo da dívida depois de impostos	B = A x (1-K)	3,23%	3,23%	3,23%
Gearing (Dívida/(Capital próprio + Dívida))	C	50,00%	50,00%	50,00%
Taxa de juro nominal sem risco	D	2,59%	2,59%	2,59%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro	E	5,00%	5,54%	5,00%
Prémio de risco país	F	0,49%	0,49%	0,49%
Prémio de risco do capital próprio mercado maduro + Prémio de risco país	G = E + F	5,49%	6,03%	5,49%
Beta do capital próprio	H	0,526	0,776	0,509
Custo do capital próprio depois de impostos	I = D + H x G	5,47%	7,27%	5,38%
Custo do capital próprio antes de impostos	J = I / (1-K)	7,63%	10,13%	7,50%
Taxa de imposto	K	28,25%	28,25%	28,25%
Custo de capital antes de impostos	L = A x C + J x [1-C]	6,06%	7,32%	6,00%
Valor base inicial proposto PR 2026-2029		6,70%		6,19%
Taxa inicial base a aplicar aos ativos com prémio, valorizados a custos de referência na atividade de TEE (+0,75pp)			6,94%	

Fonte: ERSE, Bloomberg

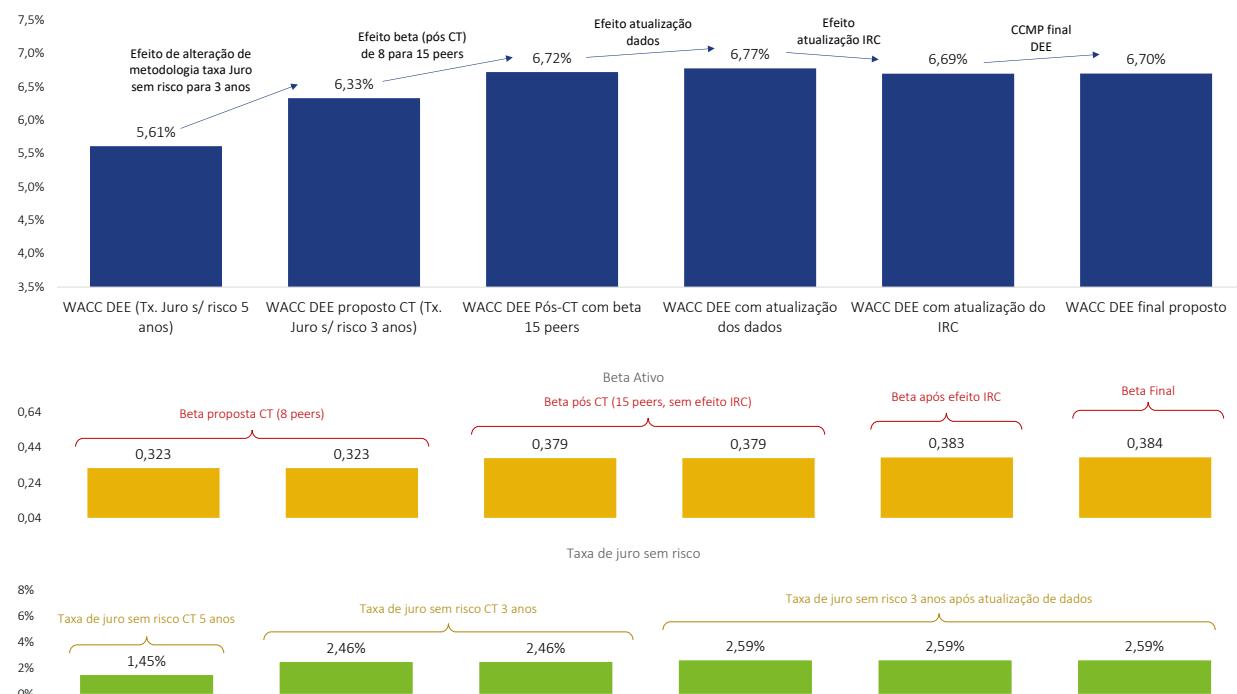
EFEITOS DAS DIFERENTES OPÇÕES METODOLÓGICAS NO CCMP

Na Figura 4-10 e na Figura 4-11 são apresentados os efeitos no CCMP da DEE e da TEE das várias opções metodológicas.

Pode-se observar que os maiores efeitos nas duas atividades decorrem de se ter considerado uma série de *yields* de obrigações AAA dos últimos 3 anos (em vez dos 5 anos usados nas anteriores metodologias). Regista-se ainda, na atividade de DEE, o aumento do CCMP, por via da inclusão de uma amostra com mais empresas para a definição do beta. É de realçar que na proposta submetida ao CT, o diferencial entre as duas atividades era de 0,21pp (6,33%-6,12%). Com o maior aumento do CCMP da DEE, por via do beta, o diferencial entre os valores médios aumenta para 0,59pp.

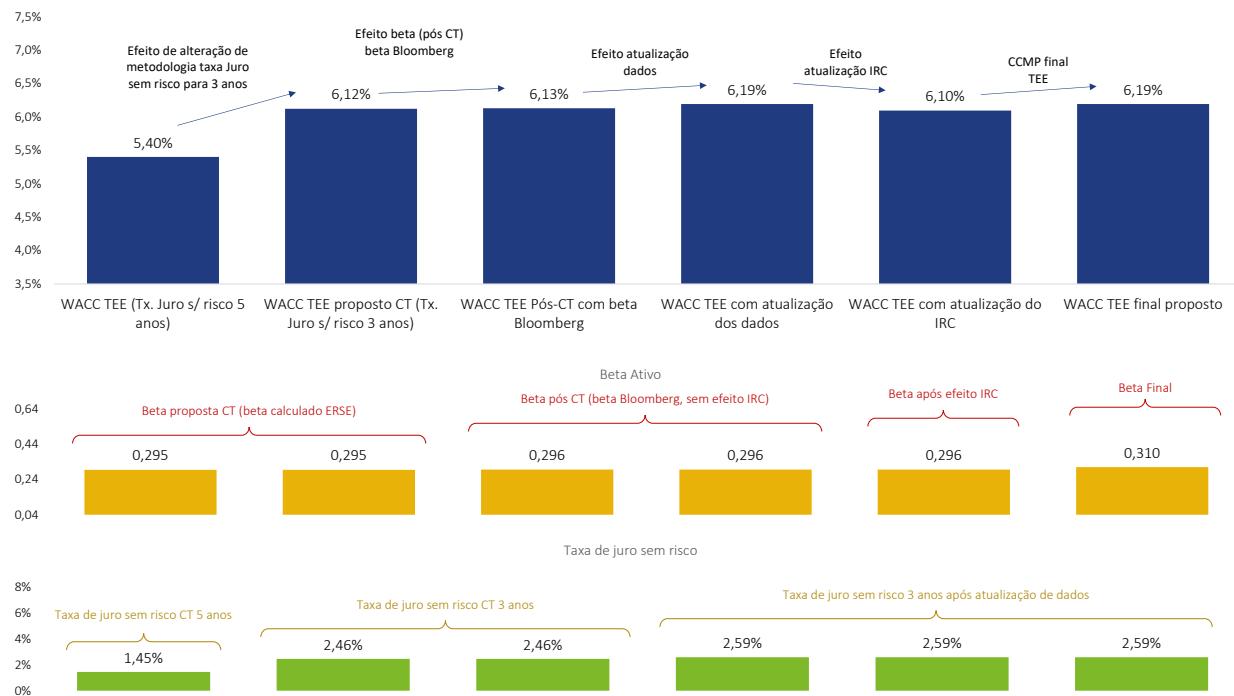
Foi para amortecer este diferencial que a ERSE optou por propor o valor para a TEE igual ao valor máximo do intervalo, de 6,19%, diminuindo o diferencial entre as atividades para 0,51pp (Quadro 4-11).

Figura 4-10 – Efeitos no CCMP da DEE com as diferentes possibilidades



Fonte: ERSE, Bloomberg

Figura 4-11 – Efeitos no CCMP da TEE com as diferentes possibilidades



Fonte: ERSE, Bloomberg

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.

No Quadro 4-12 são apresentadas as taxas de remuneração aplicadas às atividades reguladas para o período de regulação 2026-2029.

Quadro 4-12 – Aplicação das taxas de remuneração às atividades reguladas

CCMP DEE	CCMP TEE
Taxa de remuneração a aplicar nas seguintes atividades: <ul style="list-style-type: none"> • DEE • CVEE FC • Comercialização • CVEE PRG • CVEE PREAC 	Taxa de remuneração a aplicar nas seguintes atividades: <ul style="list-style-type: none"> • TEE • GGS • AEEGS (EDA, EEM) • GIG

Fonte: ERSE

OLMCA

No Quadro 4-13 apresenta-se o custo de capital para o Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA). A taxa de remuneração a aplicar ao valor médio dos ativos líquidos é de **3,07%**, 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:

$$\text{Custo de Capital (antes de impostos)} = \text{Taxa de juro sem risco}_{Rf} + \text{Spread de Risco de País} \quad (15)$$

Quadro 4-13 - Custo de Capital do OLMCA

Variável	PR 2026 a 2029
Taxa de juro sem risco (Rf) Média geométrica a 3 anos	2,59%
<i>Spread</i> risco país	0,49%
Custo de capital antes de impostos OLMCA	3,07%

Nota: A soma dos valores não corresponde aos 3,07% por efeito de arredondamentos.

Fonte: ERSE, Bloomberg

COMPARAÇÃO INTERNACIONAL

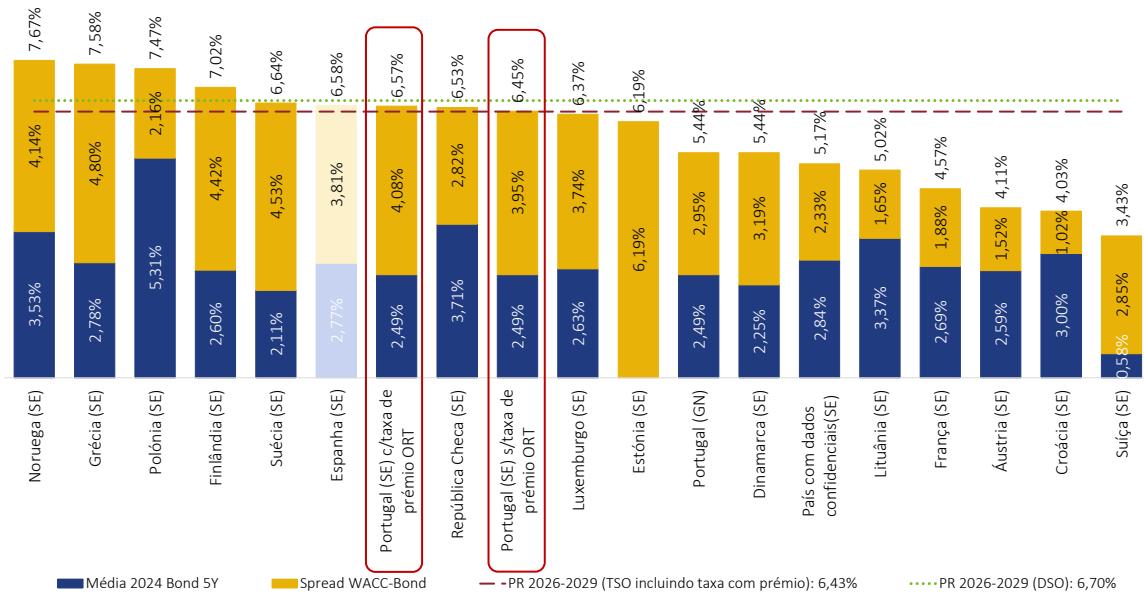
A Figura 4-12 apresenta a comparação internacional do Custo Médio Ponderado de Capital, comparando os valores estabelecidos em vários países europeus com os definidos em Portugal.

Importa sublinhar que esta comparação não tem em conta o contexto regulatório de cada país, o qual influência fortemente as decisões de investimento. A maior ou menor flexibilidade e estabilidade do enquadramento regulatório traduz-se num menor ou maior risco regulatório, com impacto direto no CCMP das empresas reguladas.

Neste sentido, o caso português é um bom exemplo, uma vez que o CCMP se encontra parcialmente indexado às OT a 10 anos e é revisto a cada quatro anos. Adicionalmente, o RT permite introduzir alterações ao longo do período de regulação que salvaguardem o equilíbrio económico-financeiro das empresas.

Os valores apresentados para Portugal incluem a taxa de remuneração a custos de referência na atividade da TEE, que beneficiam de um prémio de 0,75pp. Deste modo, observa-se que Portugal se posiciona numa situação relativamente favorável no contexto europeu, com um custo médio ponderado de capital 6,57% para os operadores de rede. Este valor está acima da mediana europeia e próximo do atual valor proposto pela CNMC¹⁴⁴ para o próximo período de regulação de 2026 a 2031.

Figura 4-12 – Comparação internacional do CCMP



Fonte: ERSE, Bloomberg, CEER, CNMC. O regulador do país X solicitou que os seus dados fossem mantidos confidenciais.

4.6 METODOLOGIA DE INDEXAÇÃO PARA O PERÍODO 2026 A 2029

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 2026-2029 um mecanismo que permite refletir no custo de capital a evolução da conjuntura económica e financeira que enquadra a atividade das empresas reguladas.

¹⁴⁴ A CNMC propôs em 10 de julho de 2025 uma taxa de 6,46% para as redes elétricas para o período de regulação de 2026 a 2031 (<https://www.cnmc.es/prensa/circulares-retribucion-electrica-20250710>). No entanto, mais tarde, foi noticiado por vários órgãos de comunicação espanhóis que a CNMC reviu a sua proposta inicial para 6,58% (Ex.: [El Economista](#), [CincoDías](#), etc.). À data, a CNMC ainda não publicou esta taxa, o que deverá ocorrer ainda durante o mês de dezembro de 2025.

O valor base para o custo do capital que se apresentou no capítulo anterior incorpora expetativas para o futuro dos mercados, com base nos dados do passado recente. No entanto, existem vantagens de adequação, no atual contexto, à evolução do quadro económico-financeiro e à continuação do mecanismo de indexação. Para este fim, atendendo a que o custo de capital deve ser “forward-looking”, foi dada continuidade ao implementado nos períodos regulatórios anteriores, mantendo-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 diminui o risco sistemático das atividades reguladas e, consequentemente, justifica a aplicação de taxas de remuneração mais baixas do que outros 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.

4.6.1 AVALIAÇÃO DO MECANISMO DE INDEXAÇÃO

Passados treze anos desde a sua implementação, importa avaliar se o mecanismo de indexação das taxas de remuneração continua a ser adequado nos atuais moldes. Mais concretamente, importa analisar se o parâmetro do mecanismo de indexação que define a sensibilidade do CCMP à variação das condições financeiras (medidas pela variação da *yield* das OTs a 10 anos ao longo de um ano), ou seja, o declive do mecanismo, se mantém adequado ao atual contexto macroeconómico. Nesta decisão procura-se atingir um equilíbrio entre a mitigação dos riscos financeiros dos operadores, que suportaria uma maior sensibilidade do CCMP à variação das condições financeiras (aumento do declive) e uma menor volatilidade tarifária para os consumidores (diminuição do declive).

Neste sentido, foi implementado um projeto-piloto com o objetivo de desenvolver e aplicar uma metodologia de *Regulatory Impact Assessment* (RIA), ou Avaliação de Impacto Regulatório (AIR) na avaliação do declive do mecanismo de indexação.

Este projeto-piloto surge de uma iniciativa conjunta entre a ERSE e a OCDE para desenvolver e aplicar uma metodologia RIA, no âmbito de um apoio técnico da Comissão Europeia. O objetivo central foi demonstrar, através de um caso real selecionado pela ERSE, como os princípios RIA podem ser incorporados de forma

estruturada no processo regulatório. A ERSE definiu inicialmente o caso (declive do mecanismo de indexação), o problema em causa e as alternativas possíveis, tendo posteriormente trabalhado com a OCDE para ajustar o exercício à metodologia RIA e assegurar a coerência e robustez dos passos analíticos.

A OCDE prestou assistência técnica em várias fases: forneceu documentação e formação sobre o processo RIA, apoiou na clarificação e formulação do problema regulatório, orientou a elaboração da proposta à luz dos princípios RIA, e acompanhou a fase de decisão final. Esta orientação incidiu apenas na metodologia, mantendo-se a responsabilidade técnica da proposta inteiramente do lado da ERSE.

O projeto-piloto foi desenvolvido dentro do calendário formal de definição das tarifas para 2026 e dos parâmetros aplicáveis ao período de regulação 2026–2029, o que permitiu integrar a metodologia RIA num processo institucional real. Assim, foram realizadas várias etapas de consulta com *stakeholders*:

- i. audição inicial em fevereiro de 2025;
- ii. várias reuniões e recolha de dados até outubro;
- iii. publicação de uma proposta de decisão para consulta em outubro;
- iv. receção de comentários até ao final de novembro;
- v. análise desses contributos;
- vi. a decisão final, a 15 de dezembro, incluindo a resposta formal aos *stakeholders*, através do CT.

Em paralelo, a OCDE apoiou o desenvolvimento das componentes metodológicas fundamentais: definição técnica do problema (alterar ou manter o declive do mecanismo de partilha), construção do cenário de referência, que permite comparar a não intervenção com as alternativas, e avaliação dos impactos económicos, financeiros e regulatórios de cada opção.

O projeto-piloto conclui-se com a análise que se apresenta de seguida, que incorpora os resultados das etapas metodológicas finais e as contribuições recolhidas no processo de consulta.

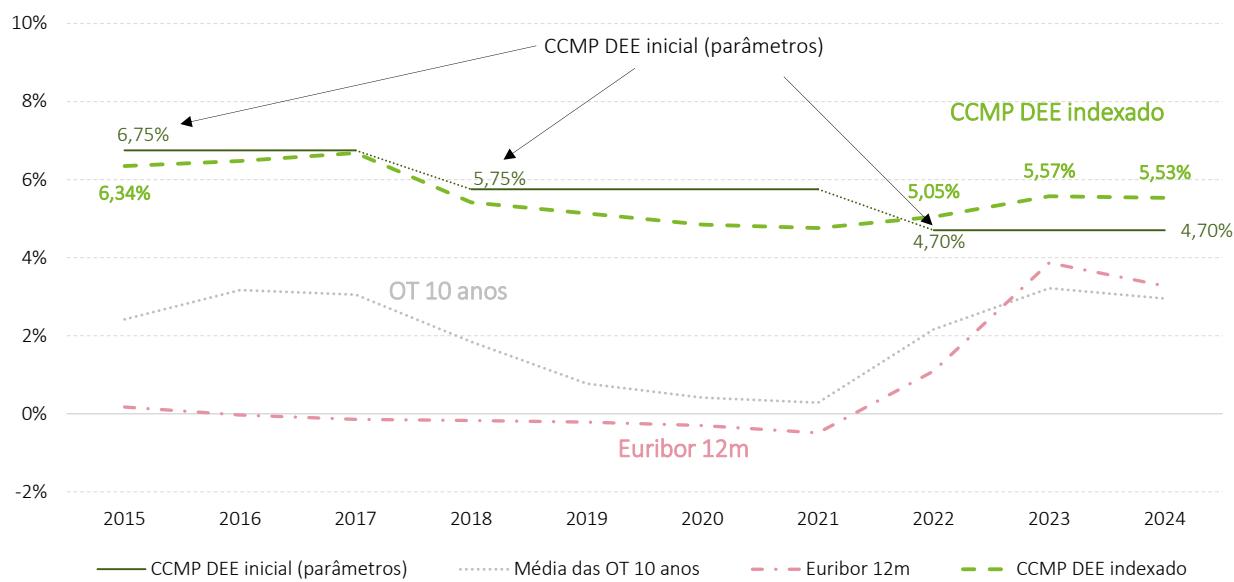
A análise inicia-se com a avaliação constante da Figura 4-13 e da Figura 4-14, que apresentam os impactos da indexação nas atividades de DEE e TEE, comparando ao longo do tempo:

- os CCMP inicialmente definidos em cada período de regulação;

- as taxas de remuneração (que por simplificação também são designadas de CCMP) resultantes da aplicação da metodologia de indexação;
- as condições financeiras observadas, medidas pelas yields das Obrigações do Tesouro (OT) e pela taxa Euribor a 12 meses.

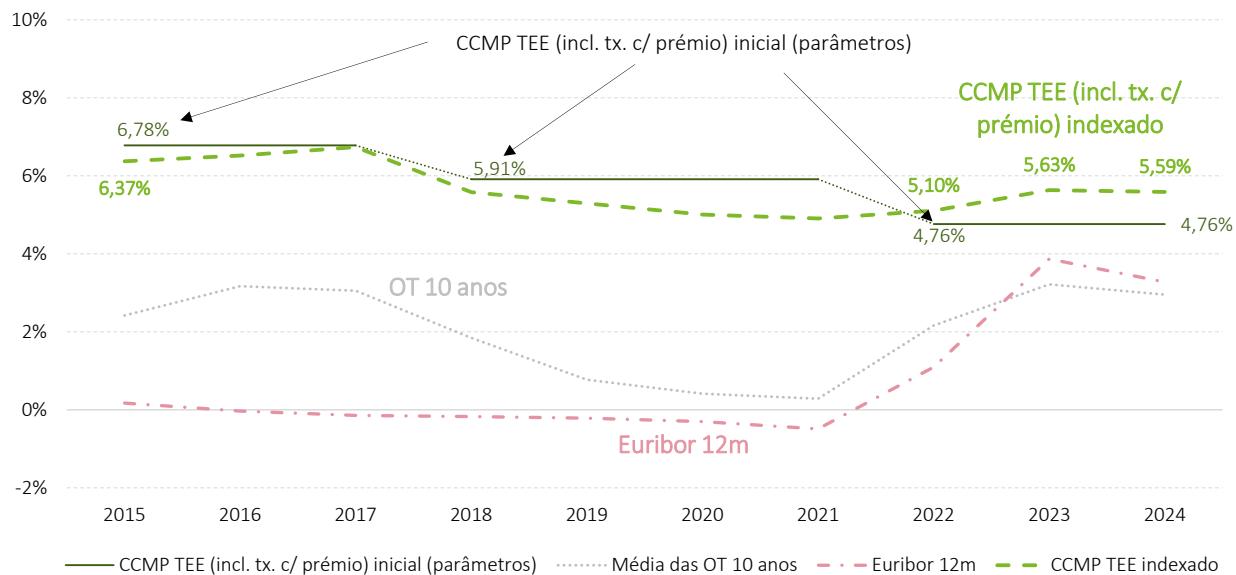
Para melhor interpretar essas figuras, importa recordar que, atualmente, o declive da indexação corresponde a um acréscimo de 0,3 pontos percentuais (pp) nas taxas de remuneração para uma variação de 1pp nas *yields* das OT. De salientar que até 2021, o declive da indexação era mais pronunciado, correspondendo a um acréscimo de 0,4pp nas taxas de remuneração para uma variação de 1pp nas *yields* das OT.

Figura 4-13 – Evolução das taxas de remuneração da DEE (taxa inicial de parâmetros e taxa indexada) e evolução das OT a 10 anos e da Euribor a 12 meses



Fonte: ERSE, Bloomberg, empresas reguladas

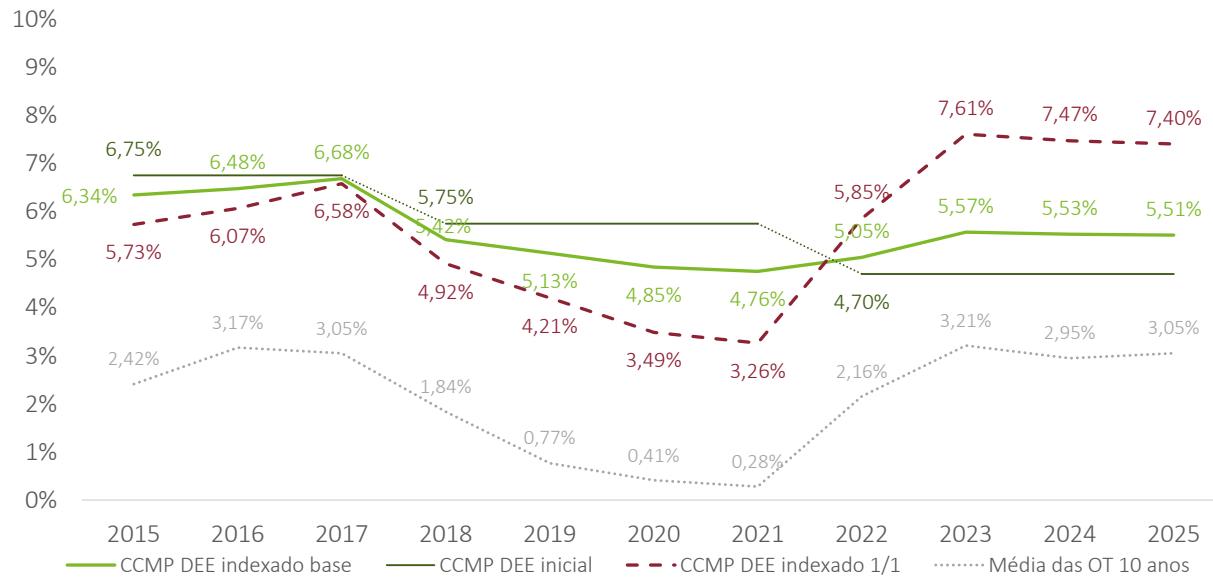
Figura 4-14 – Evolução das taxas de remuneração da TEE (taxa inicial de parâmetros e taxa indexada, incluindo o efeito do prémio dos ativos a CRef) e evolução das OT a 10 anos e da Euribor a 12 meses



Fonte: ERSE, Bloomberg, empresas reguladas

Observa-se que, com a atual metodologia de indexação, as taxas de remuneração têm acompanhado de forma ligeira a evolução das condições financeiras de mercado.

Figura 4-15 – Comparação das taxas de remuneração da DEE (taxa inicial de parâmetros, taxa indexada e taxa com indexação de 1/1)¹⁴⁵ e evolução das OT a 10 anos

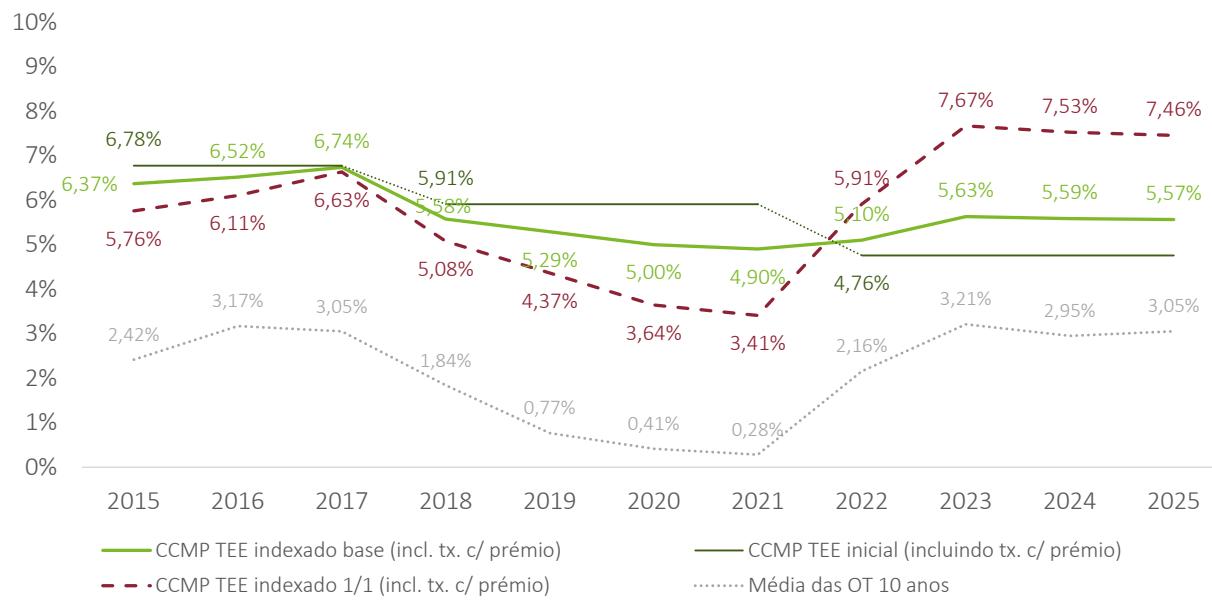


Fonte: ERSE, Bloomberg, empresas reguladas

Caso a indexação à evolução das yields das OT fosse integral (em que uma variação de 1pp das yields das OT implicaria uma variação de 1pp do CCMP), os efeitos na taxa de remuneração efetiva das empresas seriam naturalmente mais pronunciados (para cima e para baixo). A Figura 4-15 e a Figura 4-16 ilustram esse efeito, simulando qual seria o valor das taxas de remuneração das atividades de DEE e de TEE, caso a indexação fosse total. Como seria de esperar, tal cenário resultaria em flutuações significativamente maiores nas taxas de remuneração.

¹⁴⁵ Uma “indexação de 1/1” significa que uma variação de 1pp das yields das OT implica uma variação de 1pp do CCMP

Figura 4-16 – Comparação das taxas de remuneração da TEE (taxa inicial de parâmetros, taxa indexada e taxa com indexação de 1/1, incluindo o efeito do prémio dos ativos a CRef) e evolução das OT a 10 anos



Fonte: ERSE, Bloomberg, empresas reguladas

Na Figura 4-17 e na Figura 4-18, são simulados os potenciais efeitos sobre os proveitos permitidos das atividades de DEE e TEE, caso a indexação fosse integral e caso não houvesse indexação, comparando com o cenário base da indexação em vigor nesses anos.

Figura 4-17 – Diferencial de proveitos na DEE por via de diferencial nas taxas de remuneração (não indexação para indexação base e indexação de 1/1 para indexação base)

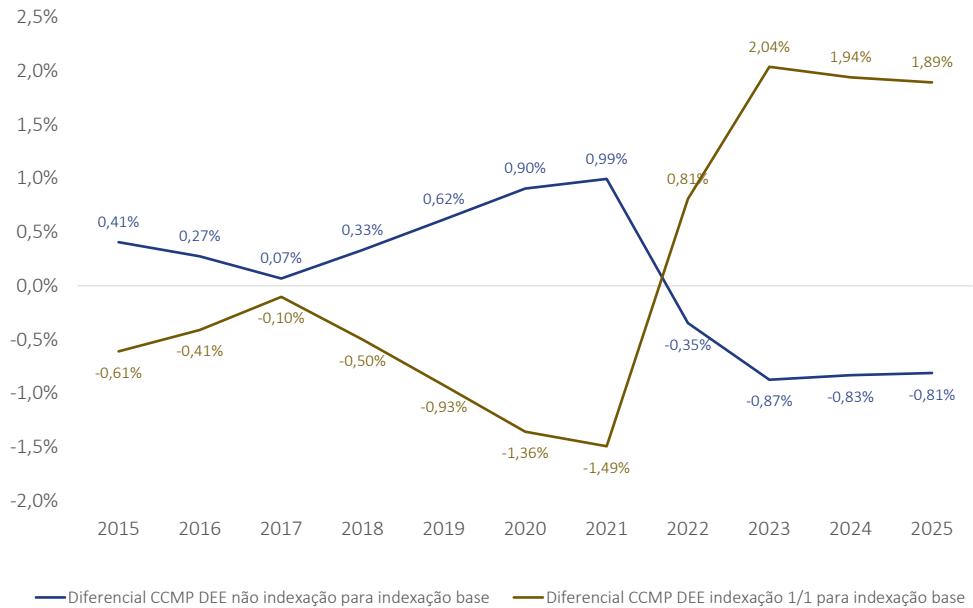
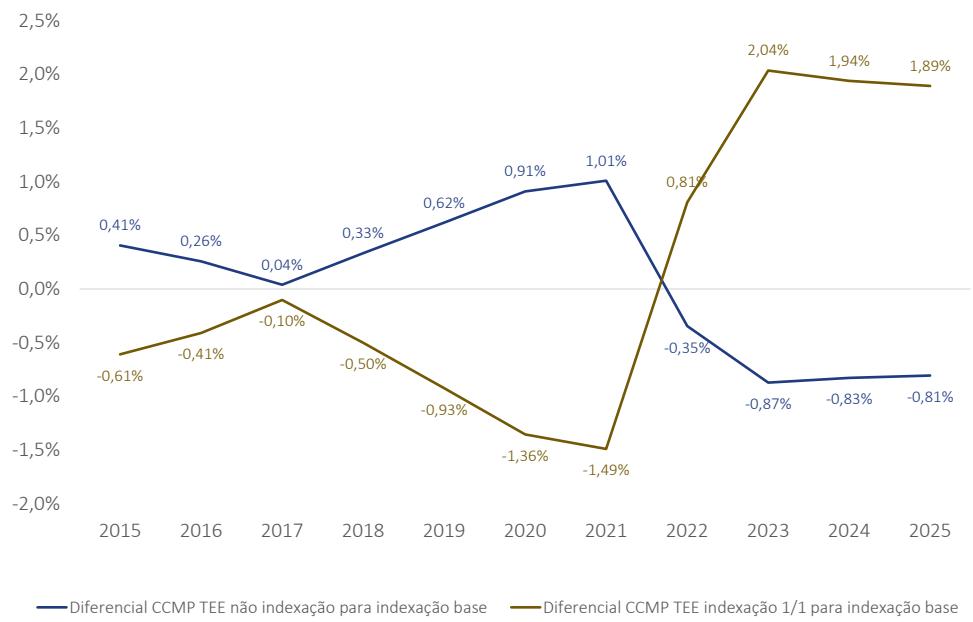


Figura 4-18 – Diferencial de proveitos na TEE por via de diferencial nas taxas de remuneração (não indexação para indexação base e indexação de 1/1 para indexação base)



Fonte: ERSE, Bloomberg, empresas reguladas

A indexação integral do custo de capital resultaria numa maior instabilidade tarifária, indesejável na perspetiva dos consumidores e dos agentes económicos, e, embora refletisse as condições de financiamento prevalecentes no mercado no momento, não capturaria, de forma fidedigna, as condições vigentes à data da realização dos investimentos remunerados por essas taxas. Recorde-se que as taxas de remuneração definidas para um período de regulação são aplicadas não apenas aos ativos entrados em exploração nesse período, como também aos ativos entrados em exploração nos períodos de regulação anteriores.

Na sequência da análise realizada, ponderaram-se três hipóteses relativamente ao declive da indexação das taxas de remuneração: i) reduzir o declive, ou mesmo eliminar esta metodologia; ii) manter o declive atualmente em vigor; iii) aumentar o declive. As vantagens e as desvantagens de cada uma destas alternativas apresentam-se no quadro seguinte:

Quadro 4-14 - Vantagens e desvantagens das alternativas de atuação sobre o declive do mecanismo de partilha

Ação sobre o Declive	Vantagens	Desvantagens
- Aumentar o declive (maior sensibilidade do CCMP à variação das OT).	<ul style="list-style-type: none"> - Reduz o risco para as empresas e a necessidade de prémios de risco adicionais (investidores exigem menos retorno base se souberem que estão protegidos da alteração futura das taxas de juro) e, consequentemente, o CCMP. - Existe um alinhamento mais preciso entre a remuneração regulatória e o custo de capital da empresa. 	<ul style="list-style-type: none"> - Uma maior volatilidade das tarifas para os consumidores poderá ser particularmente prejudicial em períodos de taxas de juro elevadas. Esta volatilidade afeta desproporcionalmente os consumidores vulneráveis e as pequenas e médias empresas, que têm menor flexibilidade orçamental. - A maior complexidade na previsão de custos futuros complica o planeamento orçamental das famílias e empresas industriais, nomeadamente empresas eletrointensivas.
- Diminuir o declive (menor sensibilidade do CCMP à variação das OT).	<ul style="list-style-type: none"> - Garante, para os consumidores, uma maior estabilidade e previsibilidade dos preços. - Protege as famílias e a indústria de choques financeiros externos abruptos. 	<ul style="list-style-type: none"> - Para as empresas reguladas aumenta o risco financeiro e, consequentemente, o CCMP. Se o custo de financiamento (medido pelas <i>yields</i> das OTs) subir e a taxa de remuneração não aumentar, a empresa pode perder valor. - Para compensar este risco acrescido, os investidores podem exigir uma taxa de remuneração mais alta.
- Manter o declive em 0,3 (uma variação de 1pp das <i>yields</i> das OT implica uma variação de 0,3pp do CCMP).	<ul style="list-style-type: none"> - Estabilidade Regulatória - existe uma maior confiança por parte dos operadores na estabilidade das regras regulatórias. - Existe um equilíbrio neste declive já testado, mantendo um compromisso já conhecido entre proteção do consumidor e rentabilidade para as empresas reguladas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Pode tornar-se inadequado se o contexto macroeconómico tiver mudado significativamente. - O risco de manter um nível de sensibilidade que já não mitigue adequadamente os riscos financeiros das empresas.

O forte incremento do investimento previsto para o próximo período de regulação nas atividades de DEE e de TEE, detalhado nos capítulos 3.2 e 3.3 do presente documento, sugere que um aumento do declive poderia conduzir a maior instabilidade tarifária, ainda que este efeito seja parcialmente mitigado pela metodologia de regulação aplicada às atividades de DEE e TEE, de *revenue cap* aplicado ao TOTEX, que define um montante de proveitos totais, ou TOTEX, relativamente estável para todo o período de regulação (ver capítulo 3 do presente documento).

No conjunto, os diversos argumentos equilibram-se, pelo que se propõe a manutenção do declive na proposta tarifária, assegurando simultaneamente a mitigação de risco para as empresas e a estabilidade do sistema regulatório.

4.6.2 MECANISMO DE INDEXAÇÃO

Os custos de capital médio ponderados, anteriormente definidos, serão atualizadas 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.

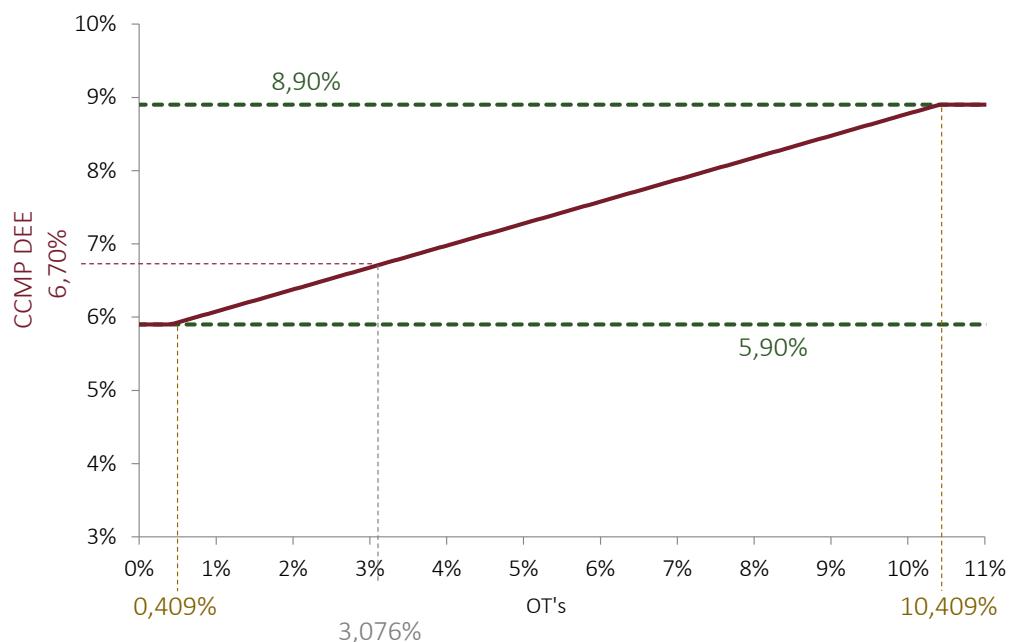
ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A indexação do CCMP na atividade de DEE segue os seguintes procedimentos:

- 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 3,076%. Valor obtido tendo em conta a média aritmética da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, nos últimos 90 dias, terminados a 14 de novembro de 2025.
- 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 5,90%, tendo subjacente um valor médio das yields das OT de 0,409%.

- O valor máximo do CCMP é 8,90%, tendo subjacente um valor médio das yields das OT de 10,409%.
- Para valores médios das yields das OT abaixo de 0,409%, o CCMP mantém-se em 5,90%.
- Para valores médios das yields das OT acima de 10,409%, o CCMP mantém-se em 8,90%.

Figura 4-19 - Metodologia de indexação na distribuição e comercialização de energia elétrica



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Bloomberg

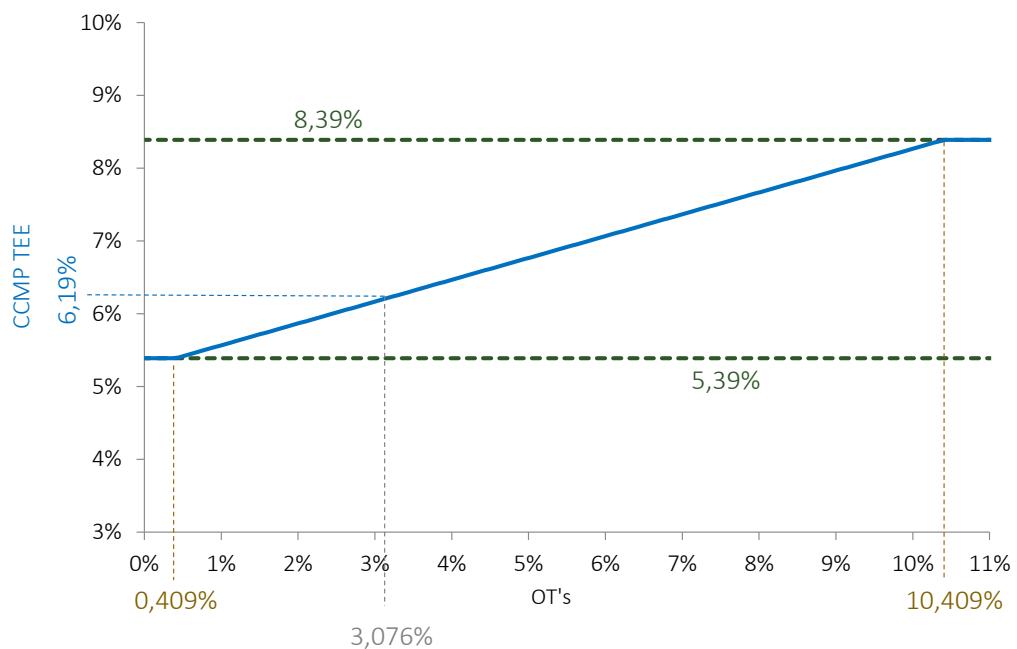
ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A indexação do CCMP na atividade de TEE segue os seguintes procedimentos:

- 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 3,076%. Valor obtido tendo em conta a média aritmética da cotação diária das OT da República Portuguesa a 10 anos, nos últimos 90 dias, terminados a 14 de novembro de 2025.
- Para efeitos de determinação do CCMP do ano t, será considerada a média dos valores diáários do indexante de outubro do ano t-1 a setembro do ano t, sendo a média serãfiltrada 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 5,39%, tendo subjacente um valor médio das yields das OT de 0,409%.
- O valor máximo do CCMP é 8,39%, tendo subjacente um valor médio das yields das OT de 10,409%.
- Para valores médios das yields das OT abaixo de 0,409%, o CCMP mantém-se em 5,39%.
- Para valores médios das yields das OT acima de 10,409%, o CCMP mantém-se em 8,39%.

Figura 4-20 - Metodologia de indexação nas atividades de Transporte e Gestão de Sistema



Fonte: ERSE, Banco de Portugal, Bloomberg

4.7 TAXA DE REMUNERAÇÃO EFETIVA

A taxa de remuneração dos ativos regulados, inicialmente fixada, não corresponde à taxa de remuneração efetiva das atividades, em particular quando estas são reguladas por incentivos.

Na metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aplicado ao TOTEX, adotada para as atividades de DEE e de TEE do continente, a taxa de remuneração efetiva depende, ainda, da capacidade demonstrada pelas empresas de rationalizarem os seus recursos, tanto OPEX como CAPEX, durante o período de regulação, como se viu nos capítulos 3.2 e 3.3. No caso das atividades com regulação do tipo *revenue cap* ou *price cap* aplicáveis exclusivamente ao OPEX, a rationalização dos recursos cinge-se a essas rúbricas de custos.

A remuneração das atividades reguladas integra ainda um conjunto de incentivos condicionado à entrega de resultados aos consumidores e demais utilizadores das redes, situação que ao concretizar-se promove uma taxa de remuneração implícita que sinaliza a partilha com a empresa de parte dos ganhos alcançados.

Além disso, a evolução do contexto financeiro impacta igualmente nas taxas de remuneração iniciais definidas no início do período de regulação, quando, como sucede em Portugal, estas são indexadas a variáveis que refletem este contexto.

As circunstâncias acima referidas influenciaram significativamente as taxas de remuneração dos ativos ao longo do atual período de regulação, como se pode ver no Quadro 4-15.

Quadro 4-15 - CCMP previstos para 2022 e estimados para 2025, com e sem efeitos dos incentivos específicos

PR 2022-2025			
	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
1 CCMP inicial 2022			
CCMP inicial definido em T2022 para o PR 2022-2025	4,4%	4,7%	4,7%
CCMP com prémio, para ativos a custos de referência (+0,75%) (TEE)	5,2%		
2 CCMP Atual (2025)	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
CCMP Base, com efeito indexação	5,2%	5,5%	5,5%
CCMP com prémio, para ativos a custos de referência (+0,75%) (TEE)	6,0%		
CCMP médio ponderado pelos ativos a custos reais e a custos de referência (TEE)	5,5%		
3 Taxa rentabilidade (RoR) média do PR 2022-2025	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
CCMP ERSE, valor médio PR 2022-2025 (a custos reais e de referência), ponderado por valor do ativo em cada ano	5,5%	5,4%	5,4%
RoR estimado, PR 2022-2025	6,0%	5,8%	5,5%
Diferencial RoR estimado PR 2022-2025 vs CCMP ERSE médio 2022-2025	0,5%	0,4%	0,1%
4 Taxa rentabilidade (RoR) média do PR 2022-2025, com incentivos regulatórios	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
CCMP ERSE, valor médio PR 2022-2025 (a custos reais e de referência), ponderado por valor do ativo em cada ano	5,5%	5,4%	5,4%
RoR estimado, PR 2022-2025, com efeito incentivos regulatórios (sem aplicação mecanismo de partilha)	7,0%	6,3%	5,6%
Diferencial RoR estimado PR 2022-2025 vs CCMP ERSE médio 2022-2025, com incentivos regulatórios	1,5%	0,8%	0,2%

O quadro apresenta as taxas inicialmente previstas para o início de período de regulação para as atividades de TEE, de DEE AT/MT e DEE BT (5,15% para a TEE, com efeito do prémio aos custos de referência, e 4,70%

para as atividades da DEE) comparando-as com as taxas médias de rentabilidade que se estima que as empresas tenham obtido até 2025, sendo que os valores até 2024 são os efetivamente ocorridos¹⁴⁶.

Assim, observa-se que, neste período, as taxas de rentabilidade foram mais altas que o CCMP definido inicialmente pela ERSE para o ano de 2022. Sem considerar os efeitos dos incentivos específicos, estima-se que as taxas médias de rentabilidade no período 2022-2025 sejam de 6,0%, 5,8% e 5,5%, respetivamente, para as atividades de TEE (com prémio de custos de referência), DEE em AT/MT e DEE em BT¹⁴⁷. Quando são considerados os ganhos decorrentes dos incentivos, as taxas de rentabilidade efetivas estimadas são ainda mais elevadas: 7,0%, 6,3% e 5,6%, respetivamente, para as atividades de TEE (com efeito do prémio aos custos de referência), DEE em AT/MT e DEE BT¹⁴⁸. Estes diferenciais são entre 1,5p.p. e 0,2p.p. acima do CCMP médio definido para o período de regulação 2022-2025 e entre 1,9p.p. e 0,9p.p. acima do CCMP inicialmente previsto para 2022.

No atual contexto de definição dos parâmetros para o próximo período de regulação, decidiu-se realizar um exercício prospetivo desta natureza, que considera, por um lado, os ganhos médios estimados que as empresas possam vir a obter com os incentivos (e não os ganhos máximos) e, por outro, o valor máximo que possam reter pela racionalização das suas decisões de investimento no quadro da metodologia TOTEX¹⁴⁹ definida para o período de regulação 2026-2029, designadamente as bandas definidas para o mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

O resultado deste exercício consta do Quadro 4-16.

¹⁴⁶ O valor final efetivo da rentabilidade obtida nestas atividades depende da concretização dos valores que ocorrerem no ano de 2025, pelo que representa apenas uma estimativa.

¹⁴⁷ Estas taxas foram calculadas sem considerar os proveitos obtidos na atividade de DEE em BT com o Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).

¹⁴⁸ Sublinhe-se que estes valores não contemplam o reconhecimento para efeitos tarifários de um conjunto de rúbricas, como, por exemplo, os montantes reconhecidos fora do âmbito das metas de eficiência, como por exemplo as perdas atuariais.

¹⁴⁹ Este valor máximo corresponde à rentabilidade média no período de regulação que ativa a banda moderada do mecanismo de partilha de ganhos e de perdas.

Quadro 4-16 - CCMP máximos previstos para o período de regulação 2026-2029

PR 2026-2029			
	TEE	DEE AT/MT	DEE BT
5 CCMP Proposto			
CCMP ERSE Base	6,19%	6,7%	6,7%
CCMP ERSE com prémio, para ativos a custos de referência (+0,75%) (TEE)	6,9%		
CCMP ERSE médio ponderado pelos ativos a custos reais e a custos de referência	6,4%		
6 Taxa rentabilidade máxima estimada para o PR 2026-2029 (sem incentivos regulatórios)			
RoR máximo mecanismo de partilha (com CCMP base)	7,3%	8,1%	8,1%
RoR máximo mecanismo de partilha (com CCMP médio ponderado custos reais e custos referência)	7,5%		
7 Taxa rentabilidade máxima estimada para o PR 2026-2029, com incentivos regulatórios (valor esperado médio)			
Impacte estimado dos incentivos no RoR	0,7%	0,6%	0,2%
RoR máximo com incentivos (CCMP base)	8,0%	8,6%	8,3%
RoR máximo com incentivos (com CCMP médio ponderado custos reais e custos referência)	8,2%		

Assim, no pressuposto de que as empresas consigam, por um lado, otimizar a utilização dos seus recursos, e por outro, responder aos incentivos regulatórios de acordo com o previsto, poderão atingir rentabilidades efetivas de 8,2% na TEE (com o efeito do prémio aos custos de referência), 8,6% na DEE em AT/MT e 8,3% na DEE em BT, com a consequente partilha dos benefícios decorrentes dos incentivos com os consumidores.

5 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, nomeadamente a análise respeitante aos níveis de custos, onde se procura definir os custos de referência desta atividade.

5.1 NÍVEIS EFICIENTES DE CUSTOS

5.1.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos do número 3 do artigo 181.º do Decreto-Lei n.º 15-2022 de 14 de janeiro e 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, os 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. Salienta-se que a informação prestada neste processo pelos operadores de mercado continua a não estar sujeita uma certificação ou validação por entidade independente. Assim, esta situação tem obrigado a alguma prudência na avaliação dos resultados desta análise. Apesar disto, a ERSE validou a informação enviada no questionário com as contas estatutárias publicadas para o ano económico em análise. Esta informação foi recolhida através da plataforma de base de dados financeiros *Insight View*.

Em 2025, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2024, bem como o preenchimento do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2024. Neste processo foram obtidas 53 respostas dos comercializadores. À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressalvar que os dados dos inquéritos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial.

Recorda-se que os dados obtidos das 53 respostas recebidas, relativamente à caracterização da atividade de comercialização no ano de 2024, foram integrados na base de dados que a ERSE construiu para este efeito. Esta base de dados incorpora a informação económica e física sobre a 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, tendo as análises nos anteriores períodos de regulação sido feitas anualmente a partir de 2013. No entanto, no presente exercício, foi mais evidente que no ano de 2018 ocorreu uma mudança significativa e estrutural no mercado, com a proliferação de novos comercializadores. O período de 2013 a 2017 foi marcado por um número mais reduzido de comercializadores e com uma maior dimensão comparativamente ao que se observa atualmente.

Por conseguinte, o presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2018 a 2024, resultando numa amostra inicial de 354 observações.

Da análise prévia da amostra, observou-se que continuam a existir algumas empresas que se encontram numa fase embrionária da sua atividade, por força da contínua 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 287 observações.

5.1.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

A comercialização de energia tem mudado profundamente devido a transformações tecnológicas e organizacionais no setor. As *utilities* deixaram de ser monopólios estatais verticalmente integrados, passando, sobretudo na Europa, por processos de *unbundling* das atividades de produção, transporte e distribuição.

No retalho de eletricidade e gás, a liberalização dos mercados, impulsionada por diretivas europeias, trouxe maior dinamismo: entrada e saída de comercializadores, fusões e aquisições, e maior diversidade na oferta. Hoje, o fornecimento de energia é frequentemente combinado com outros serviços, como painéis solares ou assistência técnica, à semelhança do que aconteceu nas telecomunicações.

Em Portugal e no espaço europeu, têm surgido novos *players*, não só do setor energético, mas também de outros ramos económicos, apostando em estratégias de diversificação e multiserviços. A regulação, ao facilitar a mudança de fornecedor, tem incentivado esta entrada.

Assim, o mercado conta cada vez mais com comercializadores de perfis variados, diferentes em escala, modelo de operação, inserção em grupos empresariais, maturidade e serviços oferecidos. Essa diversidade reflete-se também nas suas estruturas de custos.

O Quadro 5-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (do ano 2018 a 2024) considerando três indicadores: número de pontos de entrega, custos totais operacionais da atividade de exploração e o custo operacional unitário por pontos de entrega. Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 5-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2018 a 2024

Percentil	Pontos de Entrega (#)		Gastos Totais (€)		Gasto Unitário por Ponto de Entrega				
	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	
1%	223	79	1%	37 702	7 037	1%	21,27	21,18	
5%	1 052	132	5%	74 109	19 505	5%	26,74	21,27	
10%	1 659	223	10%	108 485	37 702	10%	33,73	21,27	
25%	2 821	267	25%	255 317	38 067	25%	42,01	21,95	
50%	7 464	Maiores 50%		724 842	Maiores 50%		66,84	Maiores	
75%	53 442	4 033	167 75%	4 410 214	291 000	000 75%	143,77	638,09	
90%	504 428	4 108	411 90%	27 900 000	363 000	000 90%	285,62	650,07	
95%	767 434	4 129	827 95%	38 000 000	379 000	000 95%	388,29	659,86	
99%	4 108 411	4 464	006 99%	363 000 000	389 000	000 99%	650,07	686,95	
Média	190 569	Observações Média		11 900 000	Observações Média		119,68	Observações	
Desvio Padrão	648 615	287	Desvio Padrão	46 200 000	287	Desvio Padrão	128,86	287	

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:

- **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 2018 a 2024.

Estes critérios de diferenciação dos comercializadores refletem as atuais especificidades da atividade e têm a vantagem de se basearem em informação que se encontra disponível de forma fiável.

Refira-se que na análise preliminar aos dados da amostra inicial, suportada no conhecimento do setor, se identificou 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 236 observações, apresentando-se a análise descritiva no quadro infra.

Quadro 5-2 - Análise Descritiva da Amostra C/ Grupos Económicos – 2018 a 2024

Percentil	Pontos de Entrega (#)		Gastos Totais (€)		Gasto Unitário por Ponto de Entrega	
	Valor	Menores Percentil	Valor	Menores Percentil	Valor	Menores
1%	223	79 1%	37 702	7 037 1%	21,27	21,18
5%	558	132 5%	88 847	19 505 5%	28,73	21,27
10%	1 569	223 10%	142 197	37 702 10%	36,67	21,27
25%	2 783	267 25%	319 058	38 067 25%	47,86	21,95
50%	7 481	Maiores 50%	1 051 222	Maiores 50%	78,16	Maiores
75%	131 417	4 033 167 75%	7 385 240	291 000 000 75%	187,12	638,09
90%	557 824	4 108 411 90%	32 200 000	363 000 000 90%	297,35	650,07
95%	930 953	4 129 827 95%	41 200 000	379 000 000 95%	461,17	659,86
99%	4 108 411	4 464 006 99%	363 000 000	389 000 000 99%	650,07	686,95
Média	231 751	Observações Média	14 500 000	Observações Média	136,63	Observações
Desvio Padrão	709 534	236 Desvio Padrão	50 600 000	236 Desvio Padrão	136,12	236

Fonte: ERSE

DIMENSÃO

Da análise do Quadro 5-1 e do Quadro 5-2 observa-se, tal como tem vindo a ocorrer nas últimas análises, uma elevada heterogeneidade da dimensão dos comercializadores que compõem a amostra analisada. Cerca de 62% das observações corresponde a comercializadores abaixo dos 21 000 clientes, apesar da amostra apresentar uma dimensão média dos operadores a rondar os 190 569 clientes. Esta circunstância reflete a entrada de novos *players* de menor dimensão. 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)¹⁵⁰.

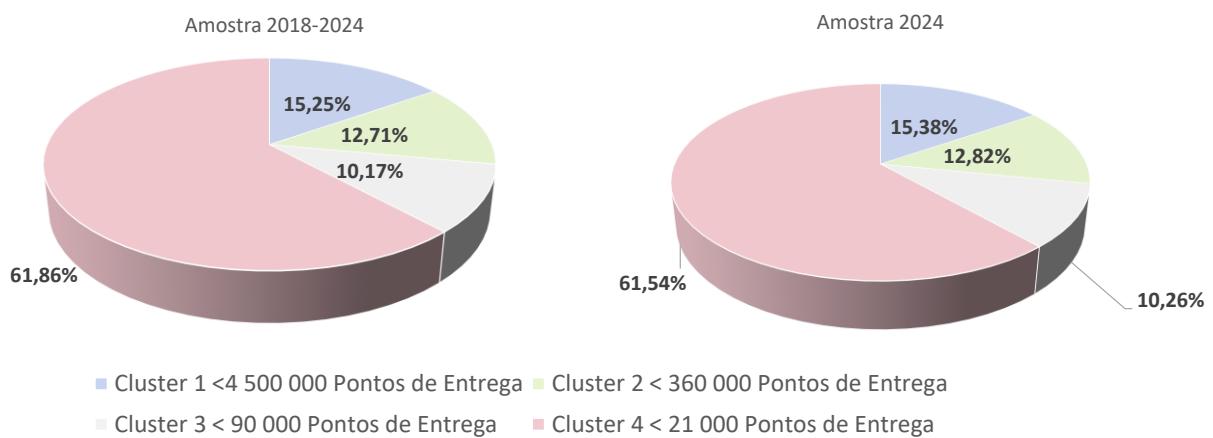
A diversidade de dimensão entre os comercializadores, medida pelo número de pontos de entrega da amostra, é um fator constante que dificulta a análise da sua performance económica, sobretudo dos gastos operacionais. Comparar empresas de escalas diferentes apenas pelos gastos geraria conclusões enviesadas e pouco úteis.

¹⁵⁰ E. Lehto (2011), "Electricity prices in the Finnish retail market", *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

Por isso, tal como em anos anteriores, opta-se por aplicar a análise estatística de clusters, que agrupa empresas em classes homogéneas de dimensão. Esta metodologia permite formar grupos de entidades semelhantes entre si e distintos dos restantes, tornando a análise mais rigorosa e comparável. 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 (Everitt et 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.

A Figura 5-1 apresenta a caracterização, em termos do número de clientes, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia suprareferida.

Figura 5-1 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

O quadro seguinte apresenta a análise descritiva dos diferentes *clusters* considerando três indicadores: número de pontos de entrega, gastos operacionais e gastos 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, igualmente evidenciadas em análises anteriores.

Quadro 5-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4
		< 4 500 000 Pontos de Entrega	< 360 000 Pontos de Entrega	< 90 000 Pontos de Entrega	< 21 000 Pontos de Entrega
Pontos de Entrega	Média	1 316 874	186 630	41 275	4 769
	Desvio Padrão	1 386 777	70 774	16 789	4 119
	Mínimo	389 434	107 957	21 240	79
	Máximo	4 464 006	359 510	88 288	20 036
Gastos Operacionais	Média	80 614 472	11 082 696	3 071 032	823 187
	Desvio Padrão	108 497 569	8 623 341	1 960 775	1 236 576
	Mínimo	18 288 089	3 950 711	1 116 106	7 037
	Máximo	388 879 428	42 114 819	10 043 350	8 566 963
Gasto Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	59	57	87	180
	Desvio Padrão	25	22	62	155
	Mínimo	21	35	27	27
	Máximo	123	134	218	687

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 a atuarem 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 impactes 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 gastos.

O Quadro 5-4 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.

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 electricidade ou em ambos os segmentos. No entanto, deve-se ressalvar que estes resultados estão influenciados pelos novos comercializadores de menor dimensão. De facto, a maioria dos novos operadores que integraram a amostra nos últimos anos pertencem a estes dois segmentos. Adicionalmente, também se deverá realçar que, no que concerne às empresas a atuar exclusivamente no segmento do gás, a amostra apenas inclui empresas do mercado regulado e integradas em grandes grupos económicos.

Quadro 5-4 - Análise descritiva por Setor de Atividade

		Eletricidade	Gás	Ambos
Pontos de Entrega	Média	72 196	87 657	543 753
	Desvio Padrão	223 623	93 570	1 132 408
	Mínimo	79	1 866	132
	Máximo	1 165 548	268 004	4 464 006
Gastos Operacionais	Média	2 667 144	4 017 387	37 653 721
	Desvio Padrão	5 295 553	4 133 148	82 819 651
	Mínimo	7 037	199 859	19 505
	Máximo	25 588 317	11 918 783	388 879 428
Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	145	66	146
	Desvio Padrão	144	38	137
	Mínimo	21	27	34
	Máximo	687	153	638

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. Os processos de liberalização da atividade de comercialização têm levado à transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado, principalmente no setor elétrico. No mercado liberalizado, encontram-se as empresas mais recentes e, consequentemente, 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 entre as empresas reguladas e não reguladas. As primeiras têm um gasto médio por cliente significativamente mais baixo e um número médio de pontos de entrega superior. Estes resultados estão em linha com o esperado, uma vez que nos últimos anos têm surgido no mercado livre vários comercializadores com uma dimensão reduzida.

Quadro 5-5 - Análise descritiva por Enquadramento Regulatório

		Não Regulado	Regulado
Pontos de Entrega	Média	230 613	236 327
	Desvio Padrão	776 445	328 625
	Mínimo	79	1 866
	Máximo	4 464 006	1 165 548
Gastos Operacionais	Média	16 197 301	7 812 809
	Desvio Padrão	56 382 883	7 115 344
	Mínimo	7 037	199 859
	Máximo	388 879 428	153
Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	157	57
	Desvio Padrão	145	32
	Mínimo	27	21
	Máximo	687	153

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 do desempenho económico das empresas, medido pelo seu nível de gastos de exploração por cliente.

Em suma, mantêm-se também como válidas as conclusões obtidas em análises anteriores, novamente comprovadas com a presente análise, de que os resultados obtidos para os diferentes fatores diferenciadores dos comercializadores, que não a dimensão, continuam a ser significativamente impactados pela dimensão das empresas que são incluídas em cada grupo. Tal, é evidenciado no ponto seguinte.

5.1.3 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 gás¹⁵¹ da metodologia de aferição destes custos. Em particular, refira-se que a fundamentação da definição dos custos de referência para a atividade de comercialização tem sido suportada no quadro da teoria microeconómica no conceito de 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:

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.

¹⁵¹ 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* (fatores de produção), tendo em conta um determinado nível de *outputs* (serviços prestados/atividade realizada). Deste modo, a aplicação desta metodologia implica a definição prévia dos parâmetros relativos aos *inputs* e aos *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 2018 a 2024, a preços constantes de 2025, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas. No mesmo sentido, considerou-se o número médio de pontos de entrega 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 pontos de entrega desse comercializador no ano em causa.

DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”

Recorde-se que devido à elevada criticidade e complexidade do fator dimensão para a análise do desempenho económico dos comercializadores, a ERSE tem recorrido à metodologia de análise de *cluster* para a constituição de grupos de empresas de dimensão similar. Num segundo momento, recorre à metodologia *DEA*¹⁵² para definir os níveis de eficiência de cada grupo de empresas, assumindo em cada grupo a opção *CRS* (*constant return to scale*, ou rendimentos constantes à escala), isto é, de retornos constantes à escala, por o fator dimensão ter sido considerado no procedimento inicial.

¹⁵² A metodologia *DEA* utiliza dados reais da amostra para calcular a fronteira de eficiência não-paramétrica com recurso a um algoritmo de otimização baseado em métodos de programação linear. O modelo pode ser utilizado para avaliar a eficiência alocativa e a eficiência técnica, permitindo no último caso, identificar situações de ineficiência de escala, congestão ou pura ineficiência técnica. O nível de eficiência pode ser calculado assumindo uma de duas abordagens possíveis: rendimentos constantes à escala (*constant returns to scale - CRS*) ou rendimentos variáveis à escala (*variable returns to scale - VRS*). A primeira abordagem compara todas as empresas da amostra assumindo que a dimensão não tem efeitos sobre o nível de eficiência. A segunda abordagem assume que podem existir níveis de eficiência diferentes, consoante a dimensão.

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 2018 a 2024. 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 do percentil das empresas eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente.

5.1.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

As figuras seguintes apresentam os resultados da metodologia DEA aplicada a cada cluster.

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).

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor elétrico, observa-se que a SU Eletrociadade volta a apresentar-se como a empresa mais eficiente de toda a análise em todos os anos, tanto no grupo de dimensão que se insere como em relação a todos os restantes clusters. A EEM, em 2024, no seu grupo de dimensão, define o nível de eficiência do seu *cluster*. A EDA, apesar de apresentar níveis de eficiência menores às empresas de dimensão similares, tem melhorado os seus resultados anualmente.

No caso destas duas últimas empresas ressalva-se que o seu desempenho pode ser justificado por outros fatores, como por exemplo a insularidade. No caso da EDA, o fator da insularidade é agravado dado o número de ilhas incluídas na sua área de atuação.

Figura 5-2 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 <4 500 000 Clientes

DMU	Pontos de Entrega (PA)	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência (€/PA)	Percentil
SU Eletricidade 2023	926 659	21,18 €	1,00	24,50	0-20
SU Eletricidade 2024	859 846	21,27 €	1,00		
SU Eletricidade 2022	972 949	21,27 €	1,00		
SU Eletricidade 2018	1 165 548	21,95 €	0,96		
SU Eletricidade 2019	1 074 218	23,23 €	0,91		
SU Eletricidade 2021	930 953	23,63 €	0,90		
SU Eletricidade 2020	995 449	24,49 €	0,86		
Empresa / Grupo Q 2022	723 542	39,00 €	0,54		
Empresa / Grupo Q 2024	753 414	40,48 €	0,52	49,18	20-50
Empresa / Grupo L 2018	4 129 827	41,09 €	0,52		
Empresa / Grupo Q 2023	767 434	42,01 €	0,50		
Empresa / Grupo Q 2021	605 905	42,28 €	0,50		
Empresa / Grupo L 2019	4 108 411	45,80 €	0,46		
Empresa / Grupo L 2020	4 033 167	49,13 €	0,43		
Empresa / Grupo S 2018	542 935	54,38 €	0,39		
Empresa / Grupo S 2020	568 725	57,99 €	0,37		
Empresa / Grupo S 2019	571 140	59,16 €	0,36		
Empresa / Grupo X 2022	446 668	59,50 €	0,36		
Empresa / Grupo S 2021	604 087	62,61 €	0,34	78,95	50-100
Empresa / Grupo Q 2020	512 726	63,83 €	0,33		
Empresa / Grupo X 2021	557 406	66,66 €	0,32		
Empresa / Grupo T 2023	557 824	68,61 €	0,31		
Empresa / Grupo T 2024	657 483	68,98 €	0,31		
Empresa / Grupo X 2019	389 434	71,55 €	0,30		
Empresa / Grupo L 2021	4 021 792	72,28 €	0,29		
Empresa / Grupo S 2022	524 783	72,49 €	0,29		
Empresa / Grupo S 2024	560 446	73,42 €	0,29		
Empresa / Grupo X 2024	497 573	73,60 €	0,29		
Empresa / Grupo X 2023	410 157	74,20 €	0,29		
Empresa / Grupo T 2022	427 381	77,62 €	0,27		
Empresa / Grupo L 2022	4 464 006	81,31 €	0,26		
Empresa / Grupo S 2023	504 428	84,62 €	0,25		
Empresa / Grupo X 2020	406 448	86,71 €	0,24		
Empresa / Grupo L 2024	3 952 376	98,39 €	0,22		
Empresa / Grupo L 2023	3 752 875	101,02 €	0,21		
Empresa / Grupo Q 2019	429 459	123,21 €	0,17		

Fonte: ERSE

Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 < 360 000 Clientes

DMU	Pontos de Entrega (PA)	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência (€/PA)	Percentil
Empresa / Grupo U 2022	236 802	35,10 €	1,00	37,66	0-20
Empresa / Grupo M 2024	108 173	36,52 €	0,96		
Empresa / Grupo U 2024	265 330	36,67 €	0,96		
EEM 2024	147 404	38,02 €	0,92		
Empresa / Grupo V 2018	240 177	39,05 €	0,90		
EEM 2023	145 760	40,59 €	0,86		
Empresa / Grupo M 2023	107 957	40,85 €	0,86	45,75	20-50
Empresa / Grupo U 2023	268 004	41,59 €	0,84		
EEM 2020	141 183	43,93 €	0,80		
EEM 2018	138 806	45,83 €	0,77		
Empresa / Grupo T 2019	235 021	46,40 €	0,76		
EEM 2021	142 415	46,53 €	0,75		
EEM 2019	140 161	47,83 €	0,73		
EEM 2022	144 131	48,66 €	0,72		
Empresa / Grupo U 2021	166 014	50,16 €	0,70		
Empresa / Grupo U 2018	236 288	50,44 €	0,70	71,02	50-100
Empresa / Grupo U 2019	218 095	52,17 €	0,67		
Empresa / Grupo AX 2024	147 748	52,50 €	0,67		
Empresa / Grupo U 2020	211 293	54,62 €	0,64		
Empresa / Grupo T 2021	333 241	56,22 €	0,62		
Empresa / Grupo T 2020	269 845	61,20 €	0,57		
EDA 2024	132 644	63,55 €	0,55		
EDA 2022	131 333	66,84 €	0,53		
EDA 2023	131 500	69,84 €	0,50		
EDA 2021	128 777	70,46 €	0,50		
EDA 2020	127 422	70,75 €	0,50		
EDA 2018	125 082	71,07 €	0,49		
EDA 2019	126 047	74,71 €	0,47		
Empresa / Grupo Q 2018	359 510	117,15 €	0,30		
Empresa / Grupo X 2018	292 747	133,73 €	0,26		

Fonte: ERSE

Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 < 90 000 Clientes

DMU	Pontos de Entrega (PA)	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência (€/PA)	Percentil
Empresa / Grupo AG 2022	48 549	27,29 €	1,00	31,25	0-20
Empresa / Grupo AG 2024	56 330	28,73 €	0,95		
Empresa / Grupo M 2022	77 110	31,95 €	0,85		
Empresa / Grupo AX 2020	35 989	33,79 €	0,81		
Empresa / Grupo AX 2021	53 442	34,51 €	0,791		
Empresa / Grupo AA 2024	48 215	34,55 €	0,79	41,21	20-50
Empresa / Grupo AG 2021	31 379	35,57 €	0,77		
Empresa / Grupo AG 2023	57 569	36,99 €	0,74		
Empresa / Grupo AA 2023	36 795	37,10 €	0,74		
Empresa / Grupo AX 2023	44 580	42,01 €	0,65		
Empresa / Grupo AX 2022	50 386	42,12 €	0,65		
Empresa / Grupo M 2021	32 274	53,46 €	0,51		
Empresa / Grupo M 2020	34 418	70,96 €	0,38	137,75 €	50-100
Empresa / Grupo M 2018	40 573	77,96 €	0,35		
Empresa / Grupo M 2019	37 450	88,76 €	0,31		
Empresa / Grupo AQ 2024	88 288	113,76 €	0,24		
Empresa / Grupo C 2023	37 804	113,88 €	0,24		
Empresa / Grupo AQ 2023	34 230	126,50 €	0,22		
Empresa / Grupo AC 2020	21 265	131,06 €	0,21		
Empresa / Grupo C 2022	27 070	157,94 €	0,17		
Empresa / Grupo AC 2018	28 638	176,34 €	0,15		
Empresa / Grupo G 2020	21 557	186,13 €	0,15		
Empresa / Grupo G 2021	25 453	191,24 €	0,14		
Empresa / Grupo F 2024	21 240	218,45 €	0,12		

Fonte: ERSE

Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 21 000 Clientes

DMU	Pontos de Entrega (PA)	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência (€/PA)	Percentil
Empresa / Grupo I 2019	3 325	26,72 €	1,00	42,56	0-20
Empresa / Grupo I 2020	3 346	26,81 €	1,00		
Empresa / Grupo I 2018	3 317	27,71 €	0,96		
Empresa / Grupo I 2023	3 480	30,02 €	0,89		
Empresa / Grupo I 2021	3 365	32,87 €	0,81		
Empresa / Grupo I 2022	3 407	33,57 €	0,80		
Empresa / Grupo BC 2024	558	34,95 €	0,76		
Empresa / Grupo P 2020	5 083	37,96 €	0,70		
Empresa / Grupo AU 2024	1 659	39,23 €	0,68		
Empresa / Grupo E 2018	4 500	41,47 €	0,64		
Empresa / Grupo E 2020	4 519	42,21 €	0,63		
Empresa / Grupo E 2019	4 502	43,20 €	0,62		
Empresa / Grupo I 2024	3 515	43,72 €	0,61		
Empresa / Grupo E 2022	4 582	44,01 €	0,61		
Empresa / Grupo E 2024	4 738	45,43 €	0,59		
Empresa / Grupo AL 2022	2 346	46,24 €	0,58		
Empresa / Grupo E 2021	4 616	46,30 €	0,58		
Empresa / Grupo P 2019	3 905	46,52 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2018	4 256	46,64 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2020	4 349	47,13 €	0,57		
Empresa / Grupo P 2018	3 905	47,31 €	0,56		
Empresa / Grupo AL 2023	2 345	47,36 €	0,56		
Empresa / Grupo E 2023	4 655	47,89 €	0,56		
Empresa / Grupo Z 2019	1 464	48,16 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2019	4 307	48,20 €	0,55		
Empresa / Grupo AL 2021	2 314	48,24 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2022	4 482	48,33 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2021	4 403	49,23 €	0,54		
Empresa / Grupo B 2023	4 548	54,52 €	0,49		
Empresa / Grupo Y 2018	1 569	54,85 €	0,49		
Empresa / Grupo J 2019	4 738	57,34 €	0,47	88,61 €	20-50
Empresa / Grupo B 2024	4 611	58,18 €	0,46		
Empresa / Grupo AL 2024	2 351	59,29 €	0,45		
Empresa / Grupo AF 2018	7 114	60,64 €	0,44		
Empresa / Grupo J 2018	4 489	61,42 €	0,44		
Empresa / Grupo AF 2019	6 557	61,97 €	0,43		
Empresa / Grupo AT 2023	3 597	63,15 €	0,42		
Empresa / Grupo K 2018	2 132	66,70 €	0,40		
Empresa / Grupo Z 2018	1 078	68,93 €	0,39		
Empresa / Grupo J 2022	9 543	69,12 €	0,39		
Empresa / Grupo R 2019	9 856	70,30 €	0,38		
Empresa / Grupo AA 2020	12 457	71,14 €	0,38		
Empresa / Grupo AE 2024	11 746	71,72 €	0,37		
Empresa / Grupo J 2024	9 969	72,71 €	0,37		
Empresa / Grupo J 2023	9 738	72,87 €	0,37		
Empresa / Grupo AA 2018	7 810	78,05 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2021	13 308	78,28 €	0,34		
Empresa / Grupo AV 2024	6 918	78,84 €	0,34		
Empresa / Grupo J 2020	4 976	80,36 €	0,33		
Empresa / Grupo J 2021	9 394	81,78 €	0,33		
Empresa / Grupo BB 2023	10 462	83,74 €	0,32		
Empresa / Grupo BB 2022	7 842	88,71 €	0,30		
Empresa / Grupo D 2018	79	89,08 €	0,30		
Empresa / Grupo G 2019	14 197	90,75 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2021	5 115	91,95 €	0,29		
Empresa / Grupo AP 2022	431	91,99 €	0,29		
Empresa / Grupo AP 2023	437	92,30 €	0,29		
Empresa / Grupo AE 2019	2 148	93,04 €	0,29		

Empresa / Grupo AH 2021	3 617	100,84 €	0,26		
Empresa / Grupo AV 2023	3 819	103,24 €	0,26		
Empresa / Grupo C 2020	3 826	104,51 €	0,26		
Empresa / Grupo AB 2021	5 396	106,96 €	0,25		
Empresa / Grupo Z 2021	3 089	107,62 €	0,25		
Empresa / Grupo AC 2021	17 486	108,14 €	0,25		
Empresa / Grupo Z 2022	3 258	108,99 €	0,25		
Empresa / Grupo AP 2024	480	109,48 €	0,24		
Empresa / Grupo AI 2023	13 161	112,69 €	0,24		
Empresa / Grupo W 2019	3 723	117,68 €	0,23		
Empresa / Grupo AA 2022	8 231	119,19 €	0,22		
Empresa / Grupo AB 2019	1 085	124,64 €	0,21		
Empresa / Grupo AE 2020	2 037	124,77 €	0,21		
Empresa / Grupo BD 2024	4 551	127,98 €	0,21		
Empresa / Grupo K 2024	2 924	129,07 €	0,21		
Empresa / Grupo AH 2024	7 152	130,03 €	0,21	291,15	50-100
Empresa / Grupo D 2020	1 052	137,03 €	0,20		
Empresa / Grupo H 2023	2 180	140,08 €	0,19		
Empresa / Grupo AE 2023	9 028	140,81 €	0,19		
Empresa / Grupo K 2023	2 821	141,82 €	0,19		
Empresa / Grupo D 2019	267	142,57 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2018	10 250	143,77 €	0,19		
Empresa / Grupo K 2022	2 821	144,01 €	0,19		
Empresa / Grupo K 2021	2 744	145,02 €	0,18		
Empresa / Grupo AI 2021	7 129	148,79 €	0,18		
Empresa / Grupo AE 2022	4 984	148,93 €	0,18		
Empresa / Grupo Y 2022	2 394	149,17 €	0,18		
Empresa / Grupo AE 2021	1 866	153,26 €	0,17		
Empresa / Grupo Z 2023	3 234	160,50 €	0,17		
Empresa / Grupo Z 2020	1 987	165,46 €	0,16		
Empresa / Grupo D 2024	13 583	175,83 €	0,15		
Empresa / Grupo H 2018	2 080	188,10 €	0,14		
Empresa / Grupo AU 2023	1 609	188,73 €	0,14		
Empresa / Grupo AZ 2020	2 561	189,23 €	0,14		
Empresa / Grupo AV 2021	1 634	189,32 €	0,14		
Empresa / Grupo D 2021	1 771	190,55 €	0,14		
Empresa / Grupo Z 2024	4 207	192,07 €	0,14		
Empresa / Grupo AI 2024	14 827	192,47 €	0,14		
Empresa / Grupo AV 2022	1 571	195,56 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2020	2 089	198,75 €	0,13		
Empresa / Grupo AV 2020	1 362	200,55 €	0,13		
Empresa / Grupo Y 2024	3 840	201,36 €	0,13		
Empresa / Grupo H 2019	2 087	203,27 €	0,13		
Empresa / Grupo AH 2022	2 306	208,44 €	0,13		
Empresa / Grupo A 2018	457	208,52 €	0,13		
Empresa / Grupo AJ 2024	1 944	212,16 €	0,13		
Empresa / Grupo H 2022	2 170	219,48 €	0,12		
Empresa / Grupo AH 2023	3 829	219,53 €	0,12		
Empresa / Grupo H 2021	2 120	230,74 €	0,12		
Empresa / Grupo AI 2021	1 813	230,77 €	0,12		
Empresa / Grupo F 2022	10 843	231,82 €	0,12		
Empresa / Grupo AR 2023	7 142	239,97 €	0,11		
Empresa / Grupo AK 2024	4 520	246,81 €	0,11		
Empresa / Grupo AI 2022	5 174	247,24 €	0,11		
Empresa / Grupo D 2022	2 514	266,74 €	0,10		
Empresa / Grupo F 2021	11 365	275,17 €	0,10		
Empresa / Grupo A 2024	4 436	280,59 €	0,10		
Empresa / Grupo Y 2023	2 138	281,32 €	0,09		
Empresa / Grupo AB 2022	2 382	282,86 €	0,09		
Empresa / Grupo BE 2024	132	285,62 €	0,09		
Empresa / Grupo AR 2024	13 758	286,14 €	0,09		

Empresa / Grupo AT 2024	17 922	287,07 €	0,09
Empresa / Grupo G 2018	5 587	292,71 €	0,09
Empresa / Grupo AJ 2023	1 928	295,04 €	0,09
Empresa / Grupo AJ 2022	1 925	297,35 €	0,09
Empresa / Grupo AC 2019	20 036	300,27 €	0,09
Empresa / Grupo D 2023	4 531	304,50 €	0,09
Empresa / Grupo AC 2022	11 797	305,49 €	0,09
Empresa / Grupo G 2022	15 648	315,38 €	0,08
Empresa / Grupo AK 2023	2 115	359,41 €	0,07
Empresa / Grupo AC 2024	6 339	359,89 €	0,07
Empresa / Grupo BA 2020	446	371,20 €	0,07
Empresa / Grupo C 2018	1 971	382,70 €	0,07
Empresa / Grupo AK 2021	1 390	388,29 €	0,07
Empresa / Grupo N 2018	987	452,11 €	0,06
Empresa / Grupo A 2019	545	454,28 €	0,06
Empresa / Grupo AS 2023	563	461,17 €	0,06
Empresa / Grupo AC 2023	6 323	464,98 €	0,06
Empresa / Grupo AD 2020	6 448	510,91 €	0,05
Empresa / Grupo N 2019	1 145	535,00 €	0,05
Empresa / Grupo N 2020	1 377	556,13 €	0,05
Empresa / Grupo BA 2019	308	558,81 €	0,05
Empresa / Grupo AD 2019	8 651	582,19 €	0,05
Empresa / Grupo AK 2022	1 532	633,52 €	0,04
Empresa / Grupo AD 2018	13 426	638,09 €	0,04
Empresa / Grupo AZ 2022	2 113	650,07 €	0,04
Empresa / Grupo BA 2018	223	659,86 €	0,04
Empresa / Grupo N 2022	1 721	686,95 €	0,04

Fonte: ERSE

6 MECANISMO DE AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

6.1 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.

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., nomeadamente: 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 petrolíferos 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. Esta circunstância tornou necessária a

atualização do estudo de 2016, por forma a contemplar aspectos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados.

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. Com base neste estudo, a ERSE estabeleceu os custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis consumidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica.

No entanto, o estudo foi realizado numa conjuntura de instabilidade dos mercados, pós COVID-19 e que antecedeu o início do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, que poderá ter influído em algumas das premissas em que tinha assentado. Esta circunstância levou à necessidade de alterar alguns dos parâmetros fixados pela ERSE para o período de regulação 2022-2025.

Assim, posteriormente à sua publicação em janeiro de 2022, os parâmetros foram revistos em 3 momentos: i) através da Instrução n.º 9/2022, de 18 de outubro; ii) através da Instrução n.º 3/2023, de 11 de agosto e iii) pela Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro.

No caso da Instrução n.º 9/2022, os parâmetros alterados incluíram: (i) a especificação dos mercados de referência para a aquisição de fuelóleo, (ii) os valores de referência relativos ao transporte de fuelóleo que são aplicados ao cálculo dos custos eficientes de aquisição do fuelóleo e (iii) o valor da margem de comercialização e financeira aplicada aos custos eficientes de aquisição de gás natural pela EEM.

No caso da Instrução n.º 3/2023, foram alterados os seguintes parâmetros: (i) encargos logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo nos depósitos da EEM, (ii) valor da margem de comercialização aplicável à aquisição de fuelóleo pela EDA e EEM, (iii) custos do frete do fuelóleo, aplicável à aquisição de fuelóleo e (iv) o custo de reserva estratégica passa a ser uma componente adicionada aos custos aceites com a aquisição de fuelóleo.

Através da Diretiva n.º 10/2024, de 7 de fevereiro, que aprovou as tarifas e preços para a energia elétrica, fixadas pela ERSE para vigorar em 2024, procedeu-se à alteração do valor do parâmetro “custos de transporte e handling” do gás natural, aplicado à EEM.

Embora quase todos os parâmetros tenham sido revistos no decorrer do período de regulação anterior, a ERSE foi ao encontro da recomendação do Conselho Tarifário no seu parecer à proposta tarifária para 2026, no sentido de proceder à atualização dos parâmetros com o IPIB ocorrido entre a data a que o cálculo de cada parâmetro reporta e o ano de 2026, primeiro ano do novo período de regulação. O facto de alguns parâmetros não refletirem a evolução da inflação e não atenderem, no caso do desconto aplicado ao

gasóleo da EDA, ao resultado do último contrato de fornecimento, levaram a ERSE a proceder à revisão dos seguintes parâmetros: (i) margem de comercialização da EDA e da EEM; (ii) “*service fee for unloading services*” das ilhas da Madeira e do Porto Santo, para a EEM; e (iii) as componentes de OPEX dos custos de armazenamento de todas as instalações. Ao nível do gasóleo foram revistos os parâmetros de transporte e armazenamento para a EDA e EEM, o ajustamento ao preço de mercado para a EDA, o desconto do gasóleo da EDA e as componentes de OPEX dos custos de armazenamento de todas as instalações. Acresce que a EEM, já no decorrer de 2025, encomendou um estudo sobre a formação do preço de aquisição de gás natural para a Madeira. Este estudo, enviado à ERSE em junho de 2025, foi devidamente analisado, tendo-se concluído a necessidade de propor ao Conselho Tarifário da ERSE a revisão de alguns parâmetros a aplicar à formação do preço de aquisição de gás natural para produção de eletricidade pela EEM. Neste particular, embora os parâmetros tenham sido fixados com base nesse estudo, para a versão final das tarifas de 2026, foram também revistos os parâmetros de transporte de gás natural e a componente de OPEX dos custos de armazenamento, uma vez que as mesmas reportavam a valores de 2021 e de 2024, respetivamente.

De igual modo, face às dificuldades manifestadas por alguns potenciais concorrentes para o fornecimento de fuelóleo à EDA, a ERSE propôs, no âmbito do recente processo de revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico¹⁵³, uma alteração ao nível da forma de reporte dos custos de armazenamento do fuelóleo. Na prática, esta revisão pretende desacoplar os custos com o armazenamento primário de combustível em cada Região Autónoma, dos restantes custos de aquisição de fuelóleo para produção de eletricidade, não impedindo, contudo, que esses custos possam continuar a ser reconhecidos como parte integrante dos contratos de aquisição de fuelóleo. Esta alteração não implica a introdução de novos parâmetros no mecanismo de custos de referência, mas permite que a aceitação de custos de armazenamento seja claramente identificada e possa haver um maior escrutínio relativamente aos custos a aceitar.

Assim a ERSE propõe para o período de regulação 2026-2029 a aplicação dos parâmetros referidos nos pontos subsequentes. A fundamentação para escolha de cada parâmetro encontra-se no documento que lhe deu origem, que é identificado nas tabelas abaixo apresentadas, e nas considerações anteriores.

¹⁵³ [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#)

6.2 FUELÓLEO

6.2.1 MERCADOS DE REFERÊNCIA

Para o período de regulação 2026-2029 continua-se a prever a utilização de dois tipos de fuelóleo, um com teor de enxofre mais baixo, de 0,5%, e outro de teor de enxofre mais elevado, de 1%. Embora o estudo efetuado em 2021 pela PwC tenha concluído que a EDA e a EEM podem utilizar os dois tipos de fuelóleo, até à data a EDA ainda mantém o consumo de fuelóleo com teor de enxofre de 1%. A partir do momento em que a EDA passar a consumir fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% deverá comunicar à ERSE, para o reconhecimento para efeitos tarifários dos custos acrescidos com esta opção.

6.2.2 COMPONENTES DE CUSTO DO FUELÓLEO

Conforme mencionado anteriormente, atendendo às recomendações do CT, a ERSE procedeu à revisão dos seguintes parâmetros do fuelóleo: (i) margem de comercialização da EDA e da EEM e (ii) as componentes de OPEX dos custos de armazenamento de todas as instalações. Estas alterações corresponderam à atualização dos valores com o IPIB ocorrido/previsto entre o ano de 2021, ano de referência de cada parâmetro e o ano de 2026.

Assim, os parâmetros previstos no Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar à EDA, para cálculo dos custos com o fuelóleo, são os seguintes:

Quadro 6-1 - Parâmetros para aquisição de fuelóleo na EDA

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE cif, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t", publicado pela Argus	Mercado de referência para cálculo dos custos de combustível (fuelóleo) consumido pelos navios no transporte de fuelóleo	Instrução n.º 9/2022
Cf	15 000	Taxa de frete (USD)	Instrução n.º 9/2022
tv	20,0	Dias de viagem com origem em Roterdão	Instrução n.º 9/2022

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
Qt _t	17 000	Quantidade de referência por viagem (t)	Instrução n.º 9/2022
Consd _t	20	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte (t)	Instrução n.º 9/2022
fc	1,7	Fator de correção aplicável ao custo de transporte de fuelóleo	Instrução n.º 3/2023
-	37,46	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1% (USD/t)	<i>Fixado neste documento</i>
-	37,46	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% (USD/t)	<i>Fixado neste documento</i>

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%, serão aplicados os parâmetros constantes da tabela, para esse tipo de produto.

Os parâmetros previstos no Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar à EEM, para cálculo dos custos com o fuelóleo, são os seguintes:

Quadro 6-2 - Parâmetros para aquisição de fuelóleo na EEM

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Fuel oil 1.0%S 380cst cargo NWE cif, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%	Instrução n.º 9/2022
-	Fuel oil 0.5%S barge NWE fob, USD/t, publicado pela Argus	Mercado de referência para cálculo dos custos de combustível (fuelóleo) consumido pelos navios no transporte de fuelóleo	Instrução n.º 9/2022
Cf	15 000	Taxa de frete (USD)	Instrução n.º 9/2022
tv	11,9	Dias de viagem com origem em Sines	Instrução n.º 9/2022

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
Qt _t	13 500	Quantidade de referência por viagem (t)	Instrução n.º 9/2022
Consd _t	20	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte (t)	Instrução n.º 9/2022
fc	1,7	Fator de correção aplicável ao custo de transporte de fuelóleo	Instrução n.º 3/2023
-	36,12	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 1% na Madeira (eur/t)	<i>Fixado neste documento</i>
-	36,12	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% na Madeira (eur/t)	<i>Fixado neste documento</i>
-	10,33	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 1% no Porto Santo (eur/t)	<i>Fixado neste documento</i>
-	10,33	Encargos Logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% no Porto Santo (eur/t)	<i>Fixado neste documento</i>
-	37,46	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 1% na Madeira e Porto Santo (USD/t)	<i>Fixado neste documento</i>
-	37,46	Margem de comercialização para aquisição de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5% na Madeira e Porto Santo (USD/t)	<i>Fixado neste documento</i>

Fonte: ERSE

Atualmente, a EEM consome fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, razão pela qual a ERSE no cálculo dos custos de referência está a considerar esse tipo de produto.

A fórmula de cálculo do custo unitário de transporte do fuelóleo (“*Shipping*”) é dado pela seguinte fórmula:

$$C_{ut_t} = \frac{[(P_{ufuel_t} \times Consd_t) + Cf] \times tv}{Qt_t}$$

com:

$$Cf = 15\,000 \text{ USD/t}$$

Em que:

Cut_t	Custo unitário de transporte do fuelóleo, no ano t
$Pufuel_t$	Preço unitário do fuelóleo determinado pelo preço médio anual do produto considerado como indexante, no ano t
$Consd_t$	Consumo diário de fuelóleo dos navios de transporte definido para o ano t
Cf	Componente fixa diária fixada para o período de regulação
tv_t	Tempo de viagem do navio de transporte de fuelóleo para cada Região Autónoma fixado para o período de regulação
Qt_t	Quantidades transportadas de fuelóleo, por viagem, consideradas como referência para cada Região Autónoma, para o ano t

6.2.3 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*¹⁵⁴ 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 o CAPEX¹⁵⁵ de cada instalação e os respetivos custos de OPEX¹⁵⁶, 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 a parcela de CAPEX da atividade de AGS de cada Região Autónoma.

¹⁵⁴ Constante do documento “Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira”, de maio de 2021.

¹⁵⁵ Gastos de investimento, do inglês, *Capital Expenditure*

¹⁵⁶ Gastos operacionais, do inglês, *Operational Expenditure*

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 considerada para cálculo do custo com capital da atividade de AGS, optou-se por apresentar abaixo os valores para o ano de 2026, primeiro ano do novo período de regulação.

Quadro 6-3 – Custos aceites com a armazenagem de fuelóleo na EDA e na EEM, em 2026

Empresa	Ilha	Valor adotado (correspondente ao TOTEX) ¹⁵⁷ (euros)	Valor total da componente de OPEX considerada no cálculo do TOTEX (euros)
EDA	São Miguel	1 511 163	1 561 322
	Terceira	1 114 228	785 792
	Pico	690 103	177 381
	Faial	803 321	280 823
EEM	Madeira	106 480	0
	Porto Santo	0	0

Fonte: ERSE

6.3 GASÓLEO

6.3.1 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 nos períodos 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 eletricidade, não existindo qualquer requisito adicional em termos de

¹⁵⁷ Valores ponderados pelo consumo de fuelóleo para a produção de eletricidade em cada ilha. Estes valores são atualizados anualmente em função da informação do SREA – Serviço Regional de Estatística dos Açores (para a EDA) e da DREM- Direção Regional de Estatística da Madeira (para a EEM).

especificações do gasóleo, e do facto de, em ambas as Regiões Autónomas, o preço de venda ao público do gasóleo rodoviário encontrar-se indexado ao fator “Preço Europa”¹⁵⁸.

6.3.2 COMPONENTES DE CUSTO DO GASÓLEO

Ao nível do gasóleo foram revistos os parâmetros: (i) transporte e armazenamento para a EDA e EEM, (ii) ajustamento ao preço de mercado para a EDA e (iii) desconto do gasóleo da EDA. Os custos de transporte e armazenamento da EDA foram atualizados com o IPIB ocorrido/previsto entre 2020, ano de referência do valor anteriormente aplicado, e o ano de 2026. As componentes de custos de transporte e armazenamento da EEM e a parcela de ajustamento ao preço de mercado da EDA foram atualizadas entre 2021 e 2026. O desconto do gasóleo da EDA foi atualizado para o valor constante do novo contrato de fornecimento celebrado pela EDA.

Os valores dos parâmetros previstos no Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar à EDA, para cálculo dos custos com o gasóleo, são os seguintes:

Quadro 6-4 - Parâmetros para aquisição de gasóleo na EDA

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa	Mercado de referência para aquisição de gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gasóleo para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	12,49	Fator de correção para o mercado Português (eur/10 ³ l)	<i>Fixado neste documento</i>
-	54,92	Transporte + armazenamento (eur/10 ³ l)	<i>Fixado neste documento</i>
-	18,68	Desconto (eur/10 ³ l)	<i>Fixado neste documento</i>

Fonte: ERSE

Os valores dos parâmetros previstos no Regulamento Tarifário em vigor, a aplicar à EEM, para cálculo dos custos com o gasóleo, são os seguintes:

¹⁵⁸ 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.

Quadro 6-5 - Parâmetros para aquisição de gasóleo na EEM

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	Preço Europa	Mercado de referência para aquisição de gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	93,25%	Percentagem de incorporação de gasóleo para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	6,75%	Percentagem de incorporação de biodiesel para determinação do custo do gasóleo	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025
-	67,09	Transporte + armazenamento (eur/ 10^3 l)	Fixado neste documento
-	68,0	Desconto (eur/ 10^3 l)	Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025

Fonte: ERSE

6.3.3 COMPONENTES DOS CUSTOS DO ARMAZENAMENTO DO GASÓLEO

Tal como no período de regulação anterior, no cálculo dos custos do gasóleo, não se consideram os custos de armazenamento e descarga de forma autónoma. Este procedimento decorre do estudo realizado em 2021 já considerar esses custos na parcela de custo de transporte e de armazenamento que entra na formação do preço de cada Região Autónoma.

6.4 GÁS NATURAL

6.4.1 ENQUADRAMENTO

O anterior contrato de abastecimento de gás natural à EEM, celebrado com a *Galplink*, terminou em abril de 2022. Em novembro de 2022, a EEM solicitou à ERSE a aceitação transitória, para efeitos tarifários, dos custos do gás natural adquirido ao abrigo de contratos de curta duração, enquanto as condições de mercado não fossem favoráveis à realização de um concurso internacional. A ERSE estabeleceu algumas condições com vista à aceitação para efeitos tarifários dos custos com o gás natural assim adquirido, entre as quais, a necessidade de adaptação, pela empresa, do *mix* de produção em função dos custos das várias *commodities* consumidas, fuelóleo, gasóleo e gás natural, por forma a minimizar os custos, assim como a necessidade de ter em atenção as condições técnicas de exploração dos equipamentos produtivos.

Em maio de 2024, após o entendimento de que estavam reunidas as condições para lançar um novo concurso internacional para o fornecimento de gás natural à Madeira, a EEM procedeu ao seu lançamento,

em conformidade com os parâmetros definidos pela ERSE. Contudo, o procedimento concursal não teve seguimento, não tendo sido adjudicado o fornecimento de gás natural no âmbito deste concurso. Consequentemente, a EEM manteve um modelo de contratação a curto prazo, que vigora desde o término do anterior contrato, em 2022.

Considerando as dificuldades encontradas, a EEM decidiu avançar com a realização de um estudo para avaliar a fórmula de formação do preço de aquisição de gás natural para a produção de eletricidade na Madeira bem como a avaliação da sustentabilidade do modelo de fornecimento atualmente existente. O estudo, efetuado pela consultora DNV, foi enviado à ERSE em junho de 2025. Nesse estudo, a DNV avalia a fórmula do preço para o fornecimento de gás natural à EEM propondo algumas alterações relativamente aos parâmetros em vigor no período de regulação que termina em 2025.

Após a análise ao referido estudo a ERSE entendeu haver necessidade de rever alguns dos parâmetros que se encontravam em vigor, submetendo-os à consideração do Conselho Tarifário da ERSE, no âmbito da proposta tarifária para 2026. Como resultado dos comentários recebidos do Conselho Tarifário e da EEM, a ERSE procedeu à revisão de dois dos parâmetros para o gás natural, a componente de custos de transporte, atualizada entre 2024 (ano de referência para o valor apresentado no estudo de 2025) e o ano de 2026, e a componente de OPEX dos custos de armazenamento, cujo valor foi atualizado entre 2021 2024 (ano de referência para o valor) e 2026. Esses parâmetros encontram-se abaixo apresentados.

6.4.2 MERCADO DE REFERÊNCIA

O anterior contrato de abastecimento de gás natural à EEM, que vigorou até 2022, encontrava-se indexado ao preço do *Brent*. Posteriormente a EEM, por imposição do seu fornecedor de gás, passou a adquirir gás natural indexado ao preço do TTF. O estudo anteriormente mencionado, refere que o indexante de preços “TTF Day Ahead”, atualmente adotado nos contratos de gás natural utilizados pela EEM, é considerado adequado, uma vez que está associado ao *hub* com maior liquidez na Europa. No entanto, a utilização de dos índices “Mibgas PVB” ou “Mibgas VTP” também podem ser considerados alternativas válidas, sobretudo se o gás a adquirir tiver origem nos terminais Ibéricos, como Sines e Huelva, uma vez que refletem a dinâmica de oferta e procura da *commodity* na Península Ibérica.

Desde o término do anterior contrato de fornecimento, o indexante utilizado pela ERSE para cálculo do gás natural consumido pela EEM corresponde ao “TTF spot diário”, da Bloomberg. Assim, após análise à evolução do mercado dessa *commodity*, a ERSE entende ser aconselhável manter a utilização do indexante TTF.

6.4.3 COMPONENTES DE CUSTO DO GÁS DO GÁS NATURAL

O transporte de gás natural para a Madeira reveste-se de alguma complexidade. Numa primeira fase, o gás é transportado em contentores criogénicos, entre o Terminal de GNL de Sines e o porto de Lisboa. Posteriormente, esses contentores são transportados num navio porta-contentores para o porto do Caniçal, na Madeira. Segue-se, posteriormente, o transporte rodoviário entre o porto do Caniçal, onde os contentores são descarregados e a UAG dos Socorridos. A DNV quantificou os custos de cada uma destas etapas que resultam num custo global de 17,796 EUR/MWh, com referência ao ano de 2024.

A DNV estima, também, que para as aquisições da EEM a margem de comercialização e financeira (*spread*) possa variar entre os 4 EUR/MWh e os 5 EUR/MWh durante períodos de menor volatilidade do mercado, e possa atingir os 7 EUR/MWh durante períodos de elevada volatilidade dos preços do gás natural. A ERSE fixou o valor do parâmetro da margem de comercialização e financeira em 5 €/MWh, que corresponde ao limite superior do intervalo para situações de relativa estabilidade dos preços de gás natural. A margem inclui, nomeadamente, os custos financeiros da transação e a margem de lucro do fornecedor.

Para a definição dos parâmetros a aplicar no período de regulação 2026 a 2029, o valor dos custos de transporte foi atualizado entre 2024 e 2026 com o IPIB estimado/previsto para esse período. Assim, os parâmetros a aplicar às aquisições de gás natural pela EEM no próximo período de regulação são os seguintes

Quadro 6-6 - Parâmetros para aquisição de gás na EEM

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	Documento de suporte
-	preço do TTF	Mercado de referência para aquisição de gás natural	<i>Fixado neste documento</i>
-	18,890	Custos de transporte e manuseamento (eur/MWh)	<i>Fixado neste documento</i>
-	5,0	Margem de comercialização e financeira (<i>spread</i>) (eur/MWh)	<i>Fixado neste documento</i>

Fonte: ERSE

6.4.4 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, correspondentes à UAG dos Socorridos, local onde é armazenado o gás consumido na Central Térmica da Vitória, bem como os gastos de exploração (OPEX) dessa infraestrutura, constantes do estudo efetuado, em 2021, pela PwC. Assim, os

custos de armazenamento agregam os custos com o CAPEX da instalação e os respetivos custos de OPEX. Refira-se, que a EEM celebrou em julho de 2024, um contrato com a *Gaslink*, que entrou em vigor em dezembro daquele ano, por um valor anual de 559 144 euros, correspondente ao valor previsto pela ERSE em Tarifas de 2024, relativo aos custos de armazenamento de gás natural, de acordo com o mecanismo de custos eficientes. Esta separação contratual é importante pois permite no futuro o aparecimento de potenciais interessados no fornecimento de gás natural, desacoplando a componente de aquisição e transporte de gás da componente de armazenamento.

A componente de OPEX constante do cálculo dos custos de armazenamento de gás natural tinha como referência um valor que reportava ao ano de 2021. Esse valor foi atualizado para 2026 com o IPIB ocorrido e previsto para cada ano.

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 no quadro seguinte o valor para 2026, o primeiro ano do novo período de regulação.

Quadro 6-7 – Custos aceites com a armazenagem de gás natural na EEM, em 2026

Ilha	Valor adotado (correspondente ao TOTEX) (euros)	Valor da componente de OPEX considerada no cálculo do TOTEX (euros)
Madeira	674 893	563 842

Fonte: ERSE

6.5 CONCLUSÃO

Pelo exposto anteriormente constata-se que a generalidade dos parâmetros que integram o mecanismo de aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas foi revista. O aspeto mais significativo refere-se às alterações introduzidas ao nível do gás natural, que resultaram do estudo realizado pela DNV, e apresentado pela EEM à ERSE no decorrer do ano de 2025. Relativamente aos parâmetros dos restantes combustíveis, fuelóleo e gasóleo, as principais alterações resultaram do acolhimento pela ERSE das recomendações do CT à proposta tarifária para 2026 no sentido de se atualizarem os parâmetros com o

IPIB ocorrido/previsto, entre o ano de referência para a fixação de cada um dos parâmetros e o ano de 2026, início de cada período de regulação.

A metodologia descritiva dos cálculos efetuados, os pressupostos utilizados, bem como as justificações para as opções tomadas, encontram-se nos documentos identificados junto de cada parâmetro.

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 2026, serão aplicados ao longo do período de regulação 2026-2029, 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 parâmetros (i) margens de comercialização de cada *commodity*, (ii) custos de OPEX das instalações de armazenagem, (iii) transporte e armazenamento do gasóleo e (iv) ajustamento ao preço de mercado do gasóleo da EDA, serão atualizados anualmente, ao longo do período de regulação 2026-2029, com o IPIB previsto e posteriormente corrigidos com o IPIB ocorrido.

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.

7 OUTROS PARÂMETROS A APLICAR NO PERÍODO DE REGULAÇÃO DE 2026 A 2029

7.1 INCENTIVO À INOVAÇÃO E NOVOS SERVIÇOS NAS INSTALAÇÕES EM BT

ENQUADRAMENTO

Em 2019, a ERSE aprovou o primeiro Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, que estabeleceu regras para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica, num quadro de não obrigatoriedade de prestação desses serviços. Esse Regulamento passou a prever 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, assente na partilha entre os ORD BT e os consumidores dos benefícios gerados por estes serviços.

Esse incentivo pretendia incentivar os ORD BT a desenvolverem e disponibilizarem um conjunto de serviços que permitissem a integração das instalações nas redes inteligentes, de modo a garantir o acesso dos consumidores a todos os benefícios resultantes dessa integração. O montante desse incentivo dependia de parâmetros regulatórios a estabelecer pela ERSE¹⁵⁹.

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio determinar a integração em rede inteligente para a totalidade dos clientes finais até ao final de 2024 [art.º 282.º, n.º 1]. Daqui resulta que, a partir de 2025, a integração das instalações em BT nas redes inteligentes deixou de ser opcional em Portugal continental. Assim, foi necessário adaptar o incentivo remuneratório a esse novo enquadramento legislativo, que abandonou a lógica voluntária de desenvolvimento e de integração em rede inteligente (para instalações de clientes finais em BT), mas manteve na esfera da ERSE graus de liberdade relativamente à determinação do pacote de serviços exigidos para assegurar a integração das instalações nas redes inteligentes, num contexto de constante evolução tecnológica. Neste novo quadro, no âmbito do processo de revisão regulamentar abrangido pela [Consulta Pública da ERSE n.º 113](#), alterou-se a designação do incentivo remuneratório para “Incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT”

¹⁵⁹ No capítulo 6 do documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico](#)» detalha-se o funcionamento deste incentivo bem como a justificação da metodologia utilizada pela ERSE para determinar os respetivos parâmetros

(INS), mantendo as suas características e metodologia de cálculo, bem como os seus parâmetros regulatórios.

Refira-se que, com a aprovação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o *rollout* de contadores inteligentes e a sua integração em rede inteligente ficou praticamente concluído em 2024, na generalidade das instalações em BT do continente. Contudo, continua a ser necessário definir parâmetros para a aplicação deste incentivo para o período de 2026 a 2029, uma vez que vão sempre surgindo alguns novos clientes. Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira ainda decorre o processo de instalação e integração em rede inteligente. A EEM estima a conclusão em 2026, enquanto a EDA aponta para 2028.

Neste contexto, os parâmetros a definir pela ERSE para o período de regulação 2026-2029 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 primeiro ano de definição de parâmetros para este incentivo 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. Registe-se que estes parâmetros, em especial o K, 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. 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.

No período de regulação 2022-2025 manteve-se o parâmetro T em 8 anos, enquanto que o parâmetro K refletiu a evolução da inflação, relativamente ao K aplicado em 2021, passando a ter dois valores, um aplicado a Portugal continental e outro diferenciado, aplicado às Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

PARÂMETROS DO INCENTIVO INS

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 inflação¹⁶⁰, relativamente ao K aplicado em 2025.

Nos quadros seguintes apresentam-se os parâmetros do INS aplicáveis em 2026.

Quadro 7-1 - Parâmetros do Incentivo INS para Portugal continental em 2026

Parâmetros INS	2026
K (euros)	6,17
T (anos)	8

Fonte: ERSE, E-REDES

Quadro 7-2 - Parâmetros do Incentivo INS para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira em 2026

Parâmetros INS	2026
K (euros)	6,26
T (anos)	8

Fonte: ERSE, EDA, EEM

¹⁶⁰ Para a evolução de 2025 para 2026, utilizou-se o deflator do PIB (IPIB) aplicável à evolução dos parâmetros regulatórios, de acordo com o RT em vigor (variação do IPIB do ano t-1, neste caso 2025). O IPIB a utilizar na evolução do parâmetro K ao longo do período de regulação 2026-2029 será o aplicado à evolução dos restantes parâmetros regulatórios.

7.2 REMUNERAÇÃO DAS NECESSIDADES DE FUNDO DE MANEIO

7.2.1 ENQUADRAMENTO

COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

A atividade do CUR é condicionada por diversas particularidades que dificultam a manutenção do equilíbrio económico e financeiro da SU Eletrociade. A obrigação de prestação universal de fornecimento de energia elétrica impõe desafios na obtenção de custos eficientes. As incertezas quanto ao prazo de aplicação das tarifas transitórias, como referido no capítulo 2.4, as condicionantes do fornecimento supletivo previsto pela lei, aumentam a complexidade da gestão da empresa. Estes fatores, aliados às dificuldades em prever o ritmo de saída dos clientes, tornam a parametrização dos proveitos da comercialização mais difícil, podendo impactar na sustentabilidade financeira do CUR.

Para fazer face a esta situação, a ERSE decidiu, na última revisão regulamentar do setor elétrico, e em paralelo à definição dos parâmetros da comercialização para o próximo período de regulação, repor o mecanismo de remuneração das necessidades de fundo de maneio do CUR, semelhante ao mecanismo aplicado até 2015 e já aplicado no setor do gás, de forma a assegurar a sustentabilidade económica e financeira desta atividade. Ademais, e conforme referido no relatório da [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#), este mecanismo será aplicado nas três atividades do CUR, já que a comercialização de eletricidade engloba, igualmente, os fluxos financeiros referentes à aquisição de energia (repercuidos na atividade CVEE FC) e à compra dos acessos às redes (repercuidos na atividade de CVATD).

GESTÃO INTEGRADA DE GARANTIAS NO SEN

Na referida revisão regulamentar do setor elétrico, a ERSE decidiu incorporar a atividade de Gestão Integrada de Garantias (GIG), detalhando as metodologias de regulação associadas à mesma. Tal como indicado no relatório da [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#), para garantir a sustentabilidade económico-financeira da atividade, sempre que gerida de forma eficiente, considerou-se adequado incluir um mecanismo de cobertura dos gastos financeiros associados às necessidades de fundo de maneio. Este revelou-se necessário dado a natureza da base de ativos remunerada tender para zero, uma vez que apresenta prazos de amortização muito reduzidos.

7.2.2 PARÂMETROS DA REMUNERAÇÃO DAS NECESSIDADES DE FUNDO DE MANEIO

De acordo com o novo RT do setor elétrico, as fórmulas de cálculo deste mecanismo nas atividades do CUR e do GIG incluem parâmetros que necessitam ser definidos pela ERSE para o período de regulação 2026-2029. Esses parâmetros são as taxas de reposição do custo das necessidades financeiras resultante do desfasamento temporal entre os prazos médios de pagamentos e os prazos médios de recebimentos das atividades do CUR e de GIG e, no caso do CUR, também o valor máximo do diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos.

Quadro 7-3 – Parâmetros a aplicar à remuneração das necessidades de fundo de maneio

Parâmetro	Valor
$r_{CVEE,t} = r_{CVARTD,t} = r_{C,t} = r_{fmGIG,t}$	Euribor 12 meses do ano t + <i>spread</i> do ano t
$N_{CVEE} = N_{CVARTD} = N_C$ ⁽¹⁾	90 dias

(1) De acordo com o artigo 111º do RT em vigor, este parâmetro não se aplica à atividade de GIG.

A taxa de reposição das necessidades de fundo de maneio afeto às atividades do CUR e de GIG será calculada de forma equivalente à da taxa de juro aplicada aos ajustamentos aos proveitos permitidos, ou seja, será determinada pela soma da média dos valores diários Euribor a 12 meses com o *spread* desse ano¹⁶¹. No caso do ano previsional t, adotar-se-á a taxa de juro utilizada no cálculo do ajustamento provisório de t-1, que será posteriormente ajustada para os seus valores finais em sede de ajustamentos t-2 dos proveitos destas atividades.

Salienta-se que estas necessidades são, tipicamente, financiadas a curto prazo, e que esta prática é já utilizada nas operações de financiamento intragrupo do grupo EDP, em que a SU Eletrociade financia as suas necessidades de fundo de maneio junto da Holding a uma taxa contratualizada indexada às taxas Euribor. De facto, e de acordo com o Relatório e Contas Estatutárias da empresa e o Dossier Fiscal dos Preços de Transferência, a taxa contratualizada internamente no Grupo EDP para as necessidades de financiamento de curto prazo de tesouraria corresponde à taxa Euribor 1M acrescida de um *spread* comum a todas empresas de 0,456%, acrescendo um segundo *spread* específico por unidades de negócio. No caso específico das unidades reguladas é aplicado um *spread* de 0,00%. Adicionalmente, a ERSE entende que

¹⁶¹ De acordo com o referido no capítulo 3.1 do documento de Proveitos e Ajustamentos publicado anualmente pela ERSE.

esta metodologia não deverá ser diferenciada entre agentes do setor elétrico, pelo que também será aplicada às necessidades de fundo de maneio do gestor integrado de garantias.

No que concerne ao valor máximo do diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos das atividades do CUR, a ERSE considera prudente que este não seja superior a um trimestre. Este prazo incentiva uma gestão equilibrada do ciclo financeiro da empresa, reduzindo a dependência de financiamento externo.

7.3 MECANISMO QUE ASSEGURA O EQUILÍBRIOS ECONÓMICO-FINANCEIRO DOS OPERADORES DE REDE NA ATRIBUIÇÃO DE TÍTULOS DE RESERVA DE CAPACIDADE NA MODALIDADE DE ACORDO

Na recente revisão do regulamento tarifário, enquadrada pela [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#), introduziu-se na fórmula de cálculo dos proveitos permitidos das atividades de Transporte de Energia Elétrica (TEE) e de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) em alta e média tensão (AT/MT) uma parcela que assegura a regulação e o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de Título de Reserva de Capacidade de injeção na rede (TRC) na modalidade de acordo entre o interessado e o operador da rede (adiante designado apenas Acordo), para os acordos celebrados após a entrada em vigor do novo RT. O objetivo desta alteração consistiu em assegurar a regulação das redes enquanto bem de serviço público¹⁶², sujeito ao dever de não discriminação entre utilizadores, garantindo um tratamento equitativo das diferentes modalidades de atribuição de TRC.

No cálculo desta parcela devem considerar-se as receitas obtidas pelos operadores de rede resultantes do Acordo e os custos totais suportados pelos mesmos, após uma análise casuística por parte da ERSE. Como parte relevante desses custos deve considerar-se uma componente de custo de oportunidade do capital próprio, que assinala o patamar de remuneração, para além dos custos efetivos com as obras, que os operadores podem reter, equiparando a modalidade de acordo às demais modalidades de atribuição de TRC.

De um modo genérico, a determinação da componente de custo de oportunidade do capital próprio será efetuada seguindo os seguintes passos:

¹⁶² Cf. artigo 18.º do Regulamento UE/2019/943, artigo 59.º, n.º 1 e n.º 7, al. a) da Diretiva UE/2019/944 e artigo 12.º dos Estatutos da ERSE.

1. O custo de oportunidade do capital próprio é calculado com referência a uma parcela de ativo equivalente ao valor do investimento realizado ao abrigo do acordo que não seria comparticipado, caso se aplicasse, por exemplo, a modalidade geral de atribuição de TRC.
2. Para determinar o valor referido no ponto anterior, considera-se o custo total de investimento nas infraestruturas construídas ao abrigo dos acordos, ao qual são deduzidos os encargos relativos a comparticipações nas redes que seriam recebidos dos produtores no momento da celebração do acordo, caso a capacidade de injeção na rede fosse atribuída na modalidade geral. Esses encargos serão determinados conforme previsto no Regulamento das Relações Comerciais e na Diretiva que concretiza os respetivos parâmetros técnicos e económicos, em vigor à data da celebração do acordo de atribuição de título de reserva de capacidade.
3. Para o montante de ativo obtido no ponto anterior, será determinada a **percentagem potencialmente financiada com recurso a capitais próprios**.
4. A essa componente teórica financiada por capitais próprios, aplica-se a **taxa correspondente ao custo do capital próprio**.
5. A parcela a refletir nos proveitos numa única vez, corresponde ao **valor atual líquido do custo de oportunidade do capital próprio** no período de vida útil dos investimentos abrangidos pelos acordos.
6. Algumas parcelas de custos suportados pelos operadores de rede apenas podem ser avaliadas caso a caso, de acordo com as características de cada Acordo, designadamente o valor de investimento que seria suportado pelas tarifas na atribuição de TRC na modalidade geral (após dedução dos respetivos encargos relativos a comparticipações nas redes). No entanto, podem definir-se já os seguintes parâmetros para o cálculo da componente de custo de oportunidade do capital próprio:
 - **Percentagem potencialmente financiada com recurso a capitais próprios** - terá por referência um **valor mínimo de 20%**, que corresponde ao rácio de autonomia financeira mínimo definido no contrato de concessão da RNT¹⁶³, até um limite que não resulte numa margem implícita superior à que decorre dos acordos assinados até à entrada em vigor desta metodologia.
 - **Taxa de custo do capital próprio a aplicar**, quer no cálculo da remuneração anual destes investimentos, quer no cálculo do respetivo valor atualizado líquido – corresponde ao valor médio

¹⁶³ A cláusula 28.º do Contrato de Concessão da RNT relativo ao financiamento da concessão refere, no seu número 2, “Para efeitos do disposto no número anterior, a Concessionária deve manter no final de cada ano um rácio de autonomia financeira superior a 20% (vinte por cento)”.

do custo do capital próprio antes de impostos apresentado no Quadro 4-11 do capítulo 4, para as atividades de TEE e de DEE, atualizado com o mecanismo de indexação às *yields* das Obrigações do Tesouro, de uma forma *pro-rata*.

Outros parâmetros e especificidades da metodologia poderão ser estabelecidos durante o período de regulação que se inicia em 2026, após recolha de elementos complementares, em especial sobre investimentos que tenham entrado em exploração no âmbito destes acordos, o que, segundo a informação à disposição da ERSE, até à data ainda não se concretizou.