

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS
PARA 2026 DAS EMPRESAS REGULADAS
DO SETOR ELÉTRICO**

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	FLUXOS ECONÓMICO-FINANCEIROS DE FUNCIONAMENTO DO SEN	7
3	PRESSUPOSTOS.....	11
3.1	Enquadramento macroeconómico e financeiro	11
3.2	Custos de aquisição de energia elétrica	27
4	SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2026	39
4.1	Proveitos a recuperar	39
4.2	Síntese dos ajustamentos de 2024 e de 2025	40
4.2.1	Ajustamentos de 2024.....	41
4.2.2	Ajustamentos provisórios de 2025	45
5	DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS	49
5.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	49
5.1.1	Proveitos permitidos	50
5.1.2	Ajustamentos.....	51
5.1.2.1	Ajustamento em 2024 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	51
5.1.2.2	Ajustamento provisório em 2025 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.....	57
5.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	58
5.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema.....	58
5.2.1.1	Proveitos permitidos	60
5.2.1.2	Ajustamentos.....	70
5.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	83
5.2.2.1	Proveitos permitidos	85
5.2.2.2	Ajustamentos	90
5.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador	99
5.4	Atividades desenvolvidas pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo.....	101
5.4.1	Modelo de regulação das atividades desenvolvidas pela entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo	103
5.4.2	Proveitos Permitidos da atividade de RCBE	105
5.5	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição	106
5.5.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	107
5.5.1.1	Proveitos permitidos	107
5.5.1.2	Ajustamentos	122
5.5.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	124
5.5.2.1	Proveitos permitidos	127
5.5.2.2	Ajustamentos	131

5.6 Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	148
5.6.1 Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes.....	149
5.6.1.1 Proveitos permitidos	149
5.6.1.2 Ajustamentos.....	151
5.6.2 Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	155
5.6.2.1 Proveitos permitidos	155
5.6.3 Atividade de Comercialização.....	156
5.6.3.1 Proveitos permitidos	157
5.6.3.2 Ajustamentos	160
5.7 Atividades desenvolvidas pelo agregador de último recurso	164
5.7.1 Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida	165
5.7.1.1 Proveitos permitidos	166
5.7.1.2 Ajustamentos	176
5.7.1.3 Ajustamento extraordinários a repercutir em 2026.....	181
5.7.2 Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo.....	183
5.7.2.1 Proveitos permitidos	184
5.7.2.2 Ajustamentos	186
5.8 Atividades desenvolvidas pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores	188
5.8.1 Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	189
5.8.1.1 Proveitos permitidos	190
5.8.1.2 Ajustamentos	200
5.8.2 Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	211
5.8.2.1 Proveitos permitidos	212
5.8.2.2 Ajustamentos	214
5.8.3 Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	219
5.8.3.1 Proveitos permitidos	220
5.8.3.2 Ajustamentos	222
5.8.4 Proveitos Permitidos à EDA	226
5.8.5 Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores	227
5.9 Atividades desenvolvidas pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira	229
5.9.1 Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	229
5.9.1.1 Proveitos permitidos	230
5.9.1.2 Ajustamentos	239
5.9.2 Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	249
5.9.2.1 Proveitos permitidos	249
5.9.2.2 Ajustamentos	251
5.9.3 Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	257
5.9.3.1 Proveitos permitidos	257
5.9.3.2 Ajustamentos	259
5.9.4 Proveitos Permitidos à EEM.....	262

5.9.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira	263
6	ANÁLISES COMPLEMENTARES	267
6.1	Ações de fiscalização desenvolvidas.....	267
6.2	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas.....	271
7	INFORMAÇÃO RECEBIDA	275
ANEXO I - FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL.....		277
ANEXO II – NOTA METODOLÓGICA – PARTILHA DE GANHOS OU DE PERDAS NAS OPERAÇÕES DE CESSÃO DE DÍVIDA TARIFÁRIA.....		279

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Fluxos económicos e financeiros do SEN	10
Figura 3-1 – Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA.....	12
Figura 3-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB	13
Figura 3-3 - Contributos da Procura Interna ¹ e da Procura Externa Líquida ² para a taxa de crescimento do PIB ³ em Portugal.....	14
Figura 3-4 - Taxas de inflação Portugal e Zona Euro	15
Figura 3-5 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal da Alemanha	17
Figura 3-6 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	18
Figura 3-7 - <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos.....	19
Figura 3-8 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e REN de curto prazo.....	21
Figura 3-9 - Evolução dos <i>Credit Default Swaps</i> da EDP a 1 ano	22
Figura 3-10 - Evolução dos preços médios trimestrais de diferentes <i>commodities</i>	28
Figura 3-11 - Evolução do preço de energia elétrica <i>spot</i> em Portugal	29
Figura 3-12 - Evolução preço diário <i>Brent</i>	30
Figura 3-13 - Evolução preço diário do gás natural.....	31
Figura 3-14 - Evolução preço licenças de emissão CO ₂ (EUAs)	32
Figura 3-15 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do petróleo (<i>Brent</i>), do gás natural (TTF, MIBGAS) e das licenças de CO ₂ nos mercados <i>spot</i> (base 100).....	33
Figura 3-16 - Evolução da cotação dos futuros de energia elétrica para Portugal, de produtos para entrega no ano t	34
Figura 3-17 - Leilões de aprovisionamento do CUR com produtos para entrega no ano t-1	35
Figura 3-18 - Leilões de aprovisionamento do CUR com produtos para entrega no ano t	36
Figura 5-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português	56
Figura 5-2 - Desvio do <i>mark-up</i> da central da Turbogás previsto para 2024 face ao ocorrido	56
Figura 5-3 - Compensação entre operadores da rede de transporte	93

Figura 5-4 - Custos de exploração líquidos de proveitos não resultantes da aplicação da tarifa regulada	104
Figura 5-5 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025	138
Figura 5-6 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada.....	139
Figura 5-7 - Evolução das perdas e parâmetros do incentivo à redução de perdas.....	139
Figura 5-8 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	140
Figura 5-9 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	142
Figura 5-10 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	143
Figura 5-11- Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2024	145
Figura 5-12 - Evolução do indicador SAIDI MT 5%	146
Figura 5-13 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	147
Figura 5-14 – Preços do gás natural TTF em 2024	153
Figura 5-15 - Evolução da produção por tecnologia de PRG.....	169
Figura 5-16 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRG.....	171
Figura 5-17 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRG.....	173
Figura 5-18 - Evolução da potência instalada e da produção adquirida pelo AUR aos PREAC.....	185
Figura 5-19 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA, sem custos com licenças de emissão de CO ₂ (EUR/MWh).....	192
Figura 5-20 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	193
Figura 5-21 – Cotação das licenças de emissão de CO ₂ em mercado secundário (EEX), 2024	205
Figura 5-22 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAA, 2024	206
Figura 5-23 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2021 a 2026.....	228
Figura 5-24 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (EUR/MWh).....	232
Figura 5-25 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	233
Figura 5-26 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAM, 2024.....	245
Figura 5-27 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM.....	265

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2024 e previsões para 2025 e 2026	14
Quadro 3-2 - Previsões para o deflator do PIB.....	24
Quadro 3-3 - Previsões das empresas para o deflator do PIB	24

Quadro 3-4 – Evolução do deflator do PIB.....	25
Quadro 3-5 - Taxas de remuneração para 2024, 2025 e 2026	26
Quadro 3-6 - Taxas de juro e <i>spreads</i>	27
Quadro 3-7 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t-1 *	35
Quadro 3-8 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t *	36
Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	37
Quadro 4-1 - Proveitos em 2026 por atividade no Continente.....	39
Quadro 4-2 - Proveitos em 2026 por atividade nas Regiões Autónomas	40
Quadro 4-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2024 a refletir em 2026, no continente	42
Quadro 4-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2024 a refletir em 2026, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas	44
Quadro 4-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2025 a refletir em 2026, no continente.....	46
Quadro 4-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2025 a refletir em 2026, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas	47
Quadro 5-1 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	51
Quadro 5-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2024.....	52
Quadro 5-3 - Desvios em 2024 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	53
Quadro 5-4 - Desvios em 2024 da produção da centrais com CAE.....	54
Quadro 5-5 - Desvios em 2023 do custo variável unitário de produção (sem CO ₂) das centrais com CAE.....	54
Quadro 5-6 - Desvios em 2024 dos encargos unitários com licenças de CO ₂ das centrais com CAE	55
Quadro 5-7 - Desvios em 2024 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE.....	55
Quadro 5-8 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2025.....	58
Quadro 5-9 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema	61
Quadro 5-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas	66
Quadro 5-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2024	72
Quadro 5-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	74
Quadro 5-13 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do <i>revenue cap</i> , não sujeito à aplicação de metas de eficiência	78
Quadro 5-14 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1	81

Quadro 5-15 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da GGS	82
Quadro 5-16 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica	86
Quadro 5-17 - Custos de capital do projeto <i>Windfloat</i> e transferências do Fundo Ambiental	90
Quadro 5-18 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2024	91
Quadro 5-19- Evolução dos indutores de custos no TOTEX da TEE	92
Quadro 5-20 - Parâmetros a aplicar no mecanismo associado ao indicador Interligação em 2023	98
Quadro 5-21 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador.....	101
Quadro 5-22 – Proveitos permitidos na atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia	106
Quadro 5-23 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	109
Quadro 5-24 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2026.....	113
Quadro 5-25 – Valor global das medidas de contenção tarifária para 2026, com impacto na redução de CIEG (parcela II da tarifa de UGS).....	115
Quadro 5-26 – Cálculo do ajustamento das medidas de contenção tarifária para 2024.....	115
Quadro 5-27 – Cálculo do ajustamento provisório das medidas de contenção tarifária para 2025	116
Quadro 5-28 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	123
Quadro 5-29 - Ajustamento da Tarifa Social	124
Quadro 5-30 - Ajustamento da Tarifa Social	124
Quadro 5-31 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT	128
Quadro 5-32 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos.....	130
Quadro 5-33 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	132
Quadro 5-34- Evolução dos indutores de custos no TOTEX em AT/MT e BT	134
Quadro 5-35 – Outros Custos não Sujeitos a metas de Eficiência em 2024	135
Quadro 5-36 – Parâmetros da componente 1 em 2024	138
Quadro 5-37 - Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2023	141
Quadro 5-38- Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2024..	144
Quadro 5-39 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2024	144
Quadro 5-40 - Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em vigor para 2024 ..	147
Quadro 5-41 - Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes	150
Quadro 5-42 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura	151
Quadro 5-43 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes	151

Quadro 5-44 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes	152
Quadro 5-45 - Custo médio previsto e real de aquisição de energia elétrica pelo CUR para o ano t-2	153
Quadro 5-46 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo	154
Quadro 5-47 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes	155
Quadro 5-48 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	156
Quadro 5-49 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	158
Quadro 5-50 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	162
Quadro 5-51 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2025 da Comercialização em NT ..	163
Quadro 5-52 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da Comercialização em BTE.	163
Quadro 5-53 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da Comercialização em BTN	164
Quadro 5-54 – Proveitos permitidos e a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR	167
Quadro 5-55 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRG	168
Quadro 5-56 - Previsões para o preço médio de venda da PRG	174
Quadro 5-57 - Impacte nos proveitos permitidos de 2026 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG de anos anteriores	176
Quadro 5-58 - Cálculo do ajustamento definitivo da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRG do AUR.....	177
Quadro 5-59 – Desvios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRG	178
Quadro 5-60 - Cálculo do ajustamento provisório de 2025 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRG do AUR.....	180
Quadro 5-61 – Proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR.....	184
Quadro 5-62 – Previsão do montante anual a recuperar pela componente fixa do encargo da tarifa de referência do AUR e sua comparação com os custos de funcionamento	186
Quadro 5-63 – Desvio definitivo de 2024 da atividade de facilitador de mercado repercutido nos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR	187
Quadro 5-64 - Cálculo do ajustamento provisório de 2025 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PREAC do AUR	188
Quadro 5-65 - Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA	190
Quadro 5-66 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA	191
Quadro 5-67 - Custo unitário dos combustíveis	192
Quadro 5-68 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2026.....	195
Quadro 5-69 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2026	196

Quadro 5-70 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis	197
Quadro 5-71 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente	198
Quadro 5-72 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	199
Quadro 5-73 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	201
Quadro 5-74 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA.....	202
Quadro 5-75 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados	202
Quadro 5-76 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais	203
Quadro 5-77 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	203
Quadro 5-78 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais	204
Quadro 5-79 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	207
Quadro 5-80 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	208
Quadro 5-81 - Ajustamento da tarifa social.....	210
Quadro 5-82 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	210
Quadro 5-83 - Ajustamento provisório da tarifa social	211
Quadro 5-84 - Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	213
Quadro 5-85 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	215
Quadro 5-86 - Energia entregue pelas redes da distribuição	217
Quadro 5-87 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	217
Quadro 5-88 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE	219
Quadro 5-89 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA	221
Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	223
Quadro 5-91 - Número médio de clientes	224
Quadro 5-92 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	225
Quadro 5-93 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	226
Quadro 5-94 - Proveitos permitidos à EDA para 2026	226
Quadro 5-95 - Proveitos permitidos à EDA, para 2026, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1	227
Quadro 5-96 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2024.....	227
Quadro 5-97 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2026.....	228
Quadro 5-98 - Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	230

Quadro 5-99 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EEM	231
Quadro 5-100 - Custo unitário dos combustíveis	232
Quadro 5-101 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2026	234
Quadro 5-102 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2026	234
Quadro 5-103 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2026	234
Quadro 5-104 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis	235
Quadro 5-105 - Custos aceites com lubrificantes em 2026	236
Quadro 5-106 - Custo unitário da energia térmica adquirida à AIE	237
Quadro 5-107 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE)	237
Quadro 5-108 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	238
Quadro 5-109 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	240
Quadro 5-110 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM.....	241
Quadro 5-111 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores em regime especial (PRE).....	241
Quadro 5-112 - Aquisição de Energia Elétrica à PRE.....	242
Quadro 5-113 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2024 previstos e ocorridos ...	242
Quadro 5-114 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2024	243
Quadro 5-115 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2024	243
Quadro 5-116 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2024.....	244
Quadro 5-117 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	246
Quadro 5-118 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	247
Quadro 5-119 - Ajustamento da tarifa social.....	248
Quadro 5-120 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	248
Quadro 5-121 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	249
Quadro 5-122 - Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	250
Quadro 5-123 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	252
Quadro 5-124 - Energia entregue pelas redes de distribuição	254
Quadro 5-125 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	255
Quadro 5-126 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE	257
Quadro 5-127 - Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM ...	258

Quadro 5-128 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	260
Quadro 5-129 - Número médio de clientes	261
Quadro 5-130 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	262
Quadro 5-131 - Proveitos permitidos da EEM	262
Quadro 5-132 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2.....	263
Quadro 5-133 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2024.....	264
Quadro 5-134 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2026.....	264

1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2026 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário publicado pelo Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro. Assim, para este efeito considera-se este regulamento como o Regulamento Tarifário em vigor (RT em vigor). Os ajustamentos definitivos do ano de 2024 e os provisórios de 2025 foram calculados ao abrigo do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN), introduziu uma série de alterações legislativas que foram concretizadas, a nível regulatório, nomeadamente, por uma revisão regulamentar¹ que abrangeu a generalidade dos regulamentos publicados pela ERSE, nomeadamente o RT.

Essa revisão regulamentar introduziu algumas alterações nas metodologias de cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas a partir do exercício tarifário de 2024, das quais se destacam (i) a introdução de um novo agente (Agregador de Último Recurso - AUR²) e (ii) a possibilidade de aplicar a transferência intertemporal a todos os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), e não apenas ao diferencial de custo da produção com remuneração garantida. Posteriormente, foi efetuada uma nova revisão do RT, enquadrada pela consulta pública n.º 123³, para se incorporarem os ajustamentos provisório e definitivo das medidas de contenção tarifária nos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição (ORD) por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, assim como clarificações pontuais da redação do articulado do RT.

Muito recentemente, foi realizada uma nova revisão regulamentar⁴ com vista a contemplar as alterações decorrentes da preparação do novo período de regulação 2026-2029. Foram introduzidas atualizações decorrentes de alterações legislativas, designadamente, a introdução da regulação de algumas atividades desenvolvidas pelo OMIP, S.A.: gestor integrado de garantias (GIG) e registo e contratação bilateral de energia (RCBE) e a eliminação das referências à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEE AC), exercida pela REN Trading, S.A até à extinção da atividade em março de 2024.

¹ Enquadrada pela [Consulta Pública n.º 113](#).

² Detalhado no ponto 5.7.

³ [Consulta Pública n.º 123](#).

⁴ [Consulta Pública n.º 134](#)

Outras alterações que merecem ser destacadas são a introdução: (i) de novos incentivos à melhoria do desempenho da atividade de transporte e de distribuição, (ii) da possibilidade de repercutir, condicionado ao impacto na estabilidade tarifária, os ajustamentos provisórios (ano t-1) nas atividades com volatilidade de proveitos, que recuperam CIEG ou custos de energia, e (iii) da remuneração do fundo de maneio nas atividades desenvolvidas pelo Comercializador de Último Recurso (CUR).

Para além das alterações decorrentes da mais recente revisão regulamentar, as tarifas para 2026 refletem, ainda, as últimas previsões dos preços das principais *commodities* e das variáveis macroeconómicas. Neste contexto, importa referir que, embora com menor intensidade, estas previsões ainda sofrem de alguma incerteza fruto da instabilidade que marcou os últimos anos, devido à guerra da Ucrânia e, mais recentemente, ao conflito no Médio Oriente.

Não obstante este contexto, as cotações no mercado de futuros apontam para que os preços de energia elétrica em 2026 sejam mais baixos do que os que suportam as tarifas de energia elétrica atualmente em vigor.

No que se refere aos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso, estas beneficiam da diminuição do diferencial de custos com a aquisição de produção de energia elétrica com remuneração garantida (PRG), uma das principais componentes dos CIEG pagos pelos consumidores através das tarifas da parcela II da tarifa de UGS do ORD. Esta diminuição é justificada pelo efeito conjugado (i) dos ajustamentos daquele diferencial de custo na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida do AUR, que se traduziram em montantes a devolver aos consumidores, e (ii) da diminuição das quantidades de PRG previstas para 2026, comparativamente a 2025, que têm igualmente efeito nessa atividade. Esta diminuição sinaliza a tendência de decréscimo das aquisições pelo AUR a estes produtores, por fim do prazo dos respetivos regimes de remuneração garantida.

Em sentido oposto ao efeito positivo da diminuição dos CIEG nas tarifas de acesso, regista-se um aumento dos proveitos permitidos das atividades de Uso da Rede de Transporte e de Uso da Rede de Distribuição, por via da incorporação das previsões de investimento dos operadores das redes de transporte e de distribuição de energia elétrica nas bases de custos TOTEX definidas para o período de regulação 2026-2029. Este efeito é ampliado pela revisão dos parâmetros de regulação, em particular o aumento das taxas de remuneração dos ativos, que reflete as atuais condições dos mercados financeiros, conforme justificado no documento «Parâmetros de Regulação para o período 2026 a 2029».

No cômputo global, os proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso aumentam em cerca de 3% em 2026, comparativamente a 2025. No entanto, tal evolução não impediu a manutenção da trajetória de descida da dívida tarifária, que diminui em 508 milhões de euros, fixando-a em 1 081 milhões de euros no final do ano de 2026.

Apesar desta trajetória e de alguma aparente estabilização do contexto macroeconómico e geopolítico, a evolução do preço de energia elétrica é, em rigor, imprevisível, exigindo constante monitorização dos preços grossistas de eletricidade e das demais *commodities*, que influenciam a evolução dos proveitos permitidos.

Em consequência, a ERSE está preparada para mitigar os impactes desta volatilidade nos consumidores e nas empresas reguladas, nomeadamente nas suas condições de financiamento e no seu equilíbrio económico-financeiro. Para tal, utilizará, sempre que necessário, os seus instrumentos regulamentares para ajustar as previsões do preço de energia elétrica às condições de mercado, como seja o mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia, a fixação excepcional de tarifas ou ainda a repercussão previsional dos ajustamentos provisórios das atividades com maior volatilidade de proveitos. A análise da evolução perspetivada para os proveitos permitidos e para a dívida tarifária encontra-se desenvolvida no capítulo 6 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026 e parâmetros para o período de regulação 2026-2029».

De referir que neste exercício tarifário, em particular no ajustamento definitivo de 2024, ainda se reflete a revisão excepcional de tarifas ocorrida nesse ano, uma vez que nos quadros e figuras se apresentam as comparações dos valores anuais calculados nesse exercício, em maio de 2024, e os valores calculados na fixação anual das tarifas publicadas em dezembro de 2023. Assim, no ajustamento definitivo de 2024, das atividades cujos proveitos foram revistos, a repercutir nas tarifas de 2026, tem-se como referência os proveitos fixados nestes dois momentos, com as devidas ponderações relativamente ao mês a partir do qual se aplicou a fixação excepcional das tarifas: 5 meses do valor dos proveitos definidos em dezembro de 2023 e 7 meses dos proveitos definidos em maio de 2024, na revisão excepcional.

Em termos de estrutura, o presente documento está organizado da seguinte forma: No capítulo 2 analisam-se os fluxos económicos e financeiros do SEN, demonstrando-se as várias fontes, para além das tarifas, que permitem às empresas recuperarem os seus proveitos permitidos, uma vez que os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas podem diferir dos proveitos permitidos face a diversas circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar.

No capítulo 3 apresentam-se as análises dos preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas e o contexto macroeconómico. Além destes fatores exógenos que condicionam os proveitos permitidos, existe também a procura de energia elétrica, cuja análise se encontra no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2026».

O cálculo dos proveitos permitidos para 2026, que inclui as previsões para esse ano e os ajustamentos dos proveitos permitidos dos dois anos anteriores⁵, 2024 e 2025, bem como as análises e justificações para as opções tomadas, são apresentados nos capítulos 4 e 5 do presente documento por atividade regulada das seguintes entidades:

- Agente Comercial⁶ - REN – Rede Elétrica Nacional, S.A.;
- Operador Logístico de Mudança de Comercializador e de Agregador (OLMCA) – ADENE - Agência para a Energia;
- Entidade regulada do universo empresarial do gestor do mercado a prazo – OMIP S.A.;
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) – REN – Rede Elétrica Nacional, S.A.;
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) – E-REDES, S.A.;
- Comercializador de último recurso (CUR) – SU Eletricidade;
- Agregador de último recurso (AUR) – SU Eletricidade;
- Empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores – EDA, SA;
- Empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira – EEM, SA.

No que diz respeito às previsões em que assentam os proveitos permitidos, estas têm subjacentes as projeções efetuadas à data para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2026, assim como a análise das previsões das empresas reguladas, para os custos de exploração e de investimento, e os parâmetros definidos para cada período de regulação. Este ano, tratando-se do início do período de regulação 2026-2029 e como suporte à definição de novos parâmetros, foi realizado um trabalho mais detalhado sobre os impactes das metodologias regulatórias de cada atividade em paralelo com a análise da evolução das atividades e do respetivo desempenho nos últimos anos. As conclusões deste trabalho encontram-se no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2026 a 2029”.

⁵ De uma forma sucinta, os ajustamentos correspondem à diferença entre os proveitos permitidos definidos para uma atividade e os montantes recuperados pelas empresas que exercem essa atividade, por aplicação das respetivas tarifas.

⁶ A fusão da REN Trading com a REN – Rede Elétrica Nacional, S.A., extinguindo-se a primeira por incorporação, ocorreu a 19 de novembro de 2024.

O documento incorpora, igualmente, no capítulo 6, análises complementares efetuadas em algumas variáveis das atividades sujeitas à regulação.

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

Por fim, importa referir que o Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, determina que a ERSE promova a realização de consultas públicas destinadas ao apuramento da repartição do financiamento da tarifa social, incluindo os ajustamentos relativos a exercícios anteriores, com o objetivo de assegurar a transparência e a participação dos agentes intervenientes no processo.

A ERSE colocou em consulta pública⁷, entre os dias 5 de novembro e 5 de dezembro de 2025, a proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social respeitantes ao ano de 2026 e ajustamentos de 2025 e de 2024, de acordo com o artigo 199.º-D do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual. Deste modo, os agentes financiadores da tarifa social e outros interessados puderam pronunciar-se atempadamente. Finalmente, a decisão a tomar pela ERSE será concretizada com a publicação da Diretiva a breve trecho, com divulgação do relatório da respetiva consulta pública.

⁷ [Consulta Pública n.º 136 - Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social para 2026 e ajustamentos de anos anteriores](#)

2 FLUXOS ECONÓMICO-FINANCEIROS DE FUNCIONAMENTO DO SEN

No âmbito do processo tarifário do setor elétrico, a ERSE calcula anualmente os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas, para as diversas atividades reguladas.

Os proveitos a recuperar por aplicação das tarifas podem diferir dos proveitos permitidos devido a diversas circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar. Com efeito, os valores dos proveitos permitidos a cada operador relativos à atividade que desenvolve, nem sempre são recuperados diretamente por esses operadores ao faturarem as tarifas reguladas nas suas atividades. Nestas situações, os proveitos permitidos podem ser recuperados por aplicação de tarifas reguladas por outros operadores do SEN, que posteriormente transferem as receitas para os operadores a quem lhes são devidos, ou ainda por transferências de entidades externas ao SEN.

Na eventualidade de existirem transferências intertemporais dos proveitos permitidos das atividades reguladas, a diferença entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar no ano t será recuperada pelo sistema tarifário durante os anos seguintes, dependendo do período de deferimento definido pela ERSE no ano t . Adicionalmente, o quadro legal em vigor permite, em certas circunstâncias, a titularização de dívidas tarifárias, levando a que as instituições que adquirem essas dívidas fiquem credoras do sistema tarifário, para as quais passam a ser transferidas, em cada ano, as anuidades referentes aos montantes titularizados.

No atual quadro regulamentar, as diferenças entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar resultam de:

- Transferências de proveitos recuperados com a aplicação das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) pela atividade de GGS do Operador da Rede de Transporte (ORT), nomeadamente:
 - parcela dos proveitos do OLMCA recuperada, supletivamente, pelas tarifas (UGS I);
 - parcela dos proveitos do RCBE recuperada, supletivamente, pelas tarifas (UGS I);
 - parcela dos custos com a ERSE e a AdC (UGS I);
 - parcela dos montantes relativos à convergência tarifária das Regiões Autónomas (UGS II);
 - proveitos ainda a recuperar do Agente Comercial, após a sua extinção em 2024 (UGS II);
 - parcela dos custos com a solução transitória da Tapada do Outeiro (Acordo) (UGS II);

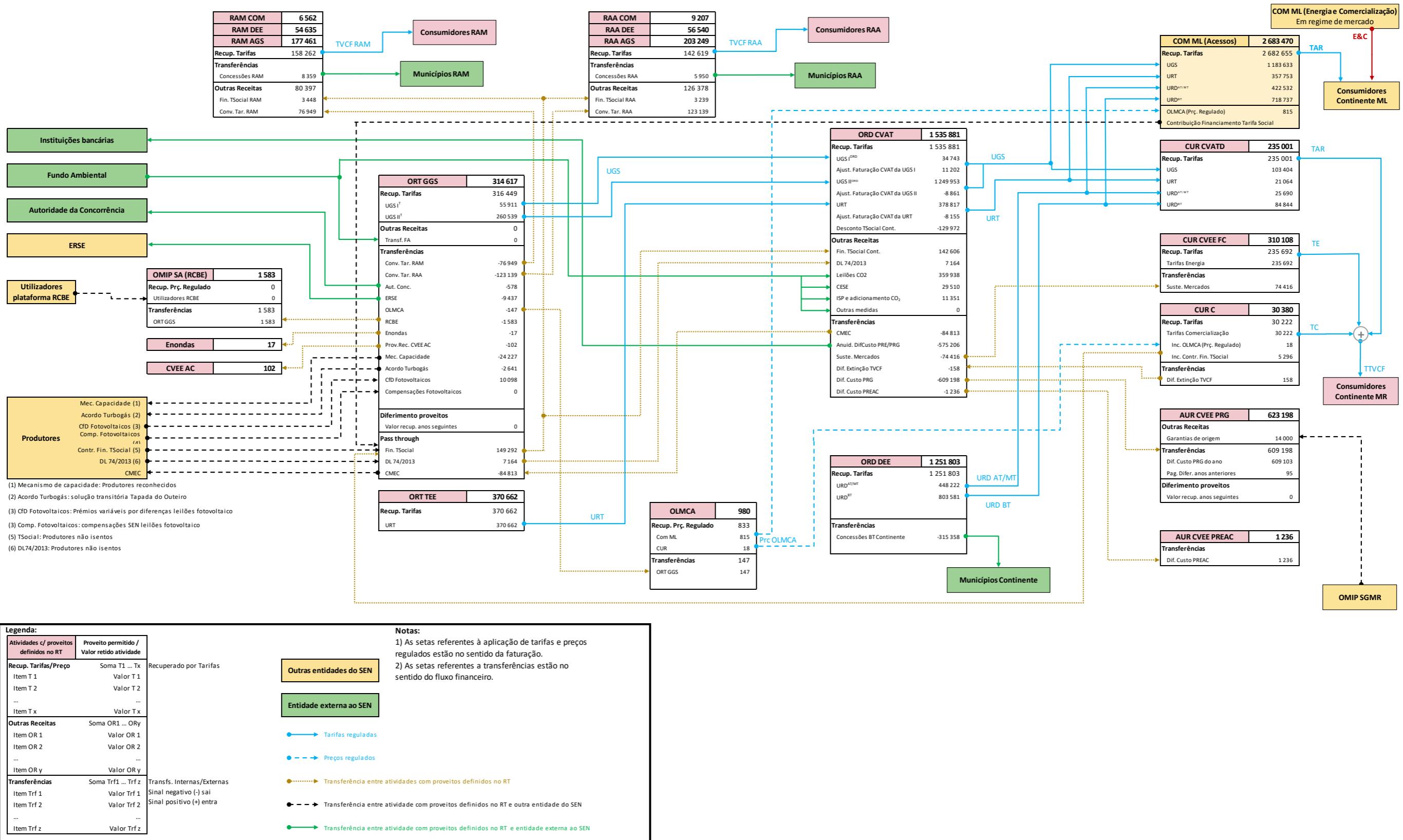
- parcela dos custos com mecanismos de capacidade para produtores (UGS II);
- parcelas das compensações ao SEN e valor líquido da liquidação dos prémios por diferenças dos produtores fotovoltaicos com capacidade atribuída em leilão (UGS II);
- transferências intertemporais dos proveitos permitidos da atividade de GGS, referentes à recuperação de CIEG (UGS II).
- Proveitos permitidos do OLMCA recuperados através de preço regulado, pago pelos comercializadores cessionários.
- Proveitos permitidos do RCBE recuperados através de preço regulado, pago pelos utilizadores da plataforma de RCBE.
- Transferências de proveitos recuperados com a aplicação das parcelas I e II da tarifa de UGS pela atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) do Operador da Rede de Distribuição (ORD), nomeadamente:
 - proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aos produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC) (UGS I);
 - proveitos a recuperar da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aos produtores com remuneração garantida (CVEE PRG), deduzidos da medida de contenção tarifária correspondente às receitas com garantias de origem (UGS II);
 - Custos de Manutenção de Equilíbrio Contratual (CMEC) (UGS II);
 - medidas de sustentabilidade de mercados, devidas ao CUR (UGS II);
 - diferencial na atividade de comercialização do CUR devido à extinção das Tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) (UGS II);
 - dedução de medidas de contenção tarifária do SEN ao nível do ORD, transferidas por entidades externas ao SEN (UGS II);
 - transferências intertemporais dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG, referentes à recuperação de CIEG (UGS II).
- Não inclusão, nos proveitos a recuperar pelas tarifas, dos proveitos do ORD decorrentes da aplicação das tarifas de UGS e Uso da Rede de Transporte (URT), uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das atividades de GGS e Transporte.

- Transferências para os municípios do continente dos valores das rendas de concessão da rede de Baixa Tensão (BT) e para os municípios das Regiões Autónomas dos valores ao abrigo da Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016.
- Não inclusão, no total dos proveitos permitidos, dos proveitos dos CUR decorrentes da aplicação das tarifas de UGS, de URT e de Uso da Rede de Distribuição (URD), uma vez que consistem na transferência dos valores considerados ao nível dos proveitos das atividades de GGS, Transporte e Distribuição.
- Existência de fluxos extra-tarifários para o financiamento dos custos com a tarifa social, que são descontados ao nível dos proveitos a recuperar pela atividade de CVAT do ORD no continente e ao nível dos proveitos a recuperar pelas atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A Figura 2-1 identifica os fluxos que permitem a cada atividade recuperar os seus proveitos permitidos, que se encontram quantificados nas caixas do fluxograma para o ano de 2026.

Nas secções existentes neste documento sobre as atividades reguladas encontram-se detalhados os valores dos respetivos proveitos permitidos e a recuperar. Complementarmente, no ponto 2.5 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026» são descritas as transferências entre atividades do SEN.

Figura 2-1 - Fluxos económicos e financeiros do SEN



3 PRESSUPOSTOS

Os valores dos proveitos permitidos para 2026 para as atividades das empresas reguladas são calculados com base em pressupostos definidos para um conjunto de variáveis. Para além da procura de energia elétrica analisada no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2026», destacam-se as seguintes pelo seu impacte no nível de proveitos:

- taxa de inflação, medida através do deflator do PIB (Produto Interno Bruto);
- taxas de juro e *spreads*;
- custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR.

Esta análise insere-se num contexto macroeconómico mais estável, caracterizado por uma convergência do crescimento do nível de preços próximos do 2% (meta do Banco Central Europeu – BCE)⁸ e por um crescimento económico robusto enquanto as yields começam a retomar padrões mais normais.

3.1 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E FINANCEIRO

ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

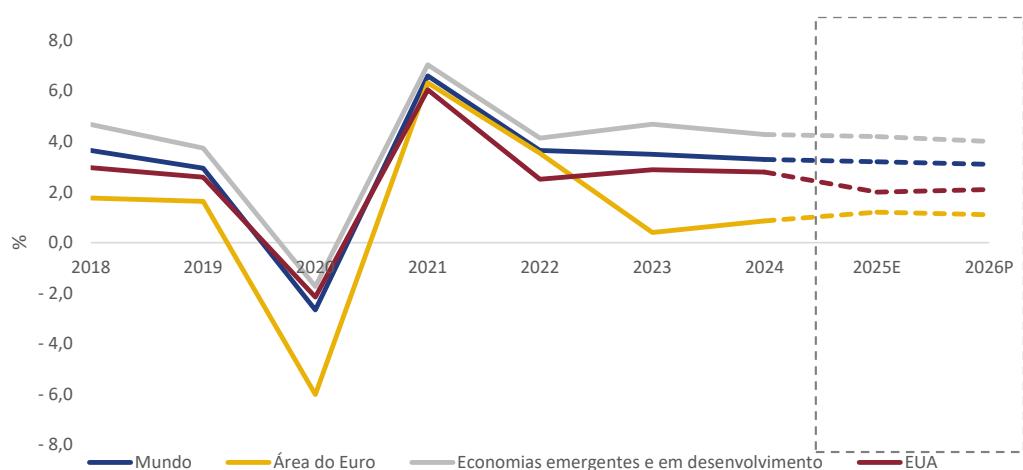
A evolução do desempenho macroeconómico internacional exerce um impacto significativo na economia portuguesa, influenciando as variáveis económicas e financeiras que, por sua vez, afetam os proveitos permitidos das atividades reguladas. Estas relações reforçam a importância de contextualizar a situação da economia global e fundamentam a importância de se analisar o contexto macroeconómico.

A Figura 3-1 apresenta a evolução do crescimento económico anual, em percentagem, para diferentes regiões do mundo entre 2018 e 2026. Em 2020 observa-se uma queda acentuada seguida de uma rápida recuperação no ano seguinte. Recorde-se que este período está associado à situação da pandemia COVID 19. A partir de 2022, o crescimento desacelera progressivamente e estabiliza em valores mais moderados, com as economias emergentes e em desenvolvimento a manter um desempenho relativamente superior, enquanto a Área do Euro apresenta um crescimento inferior ao observado nos Estados Unidos da América (EUA), mas com uma aproximação das projeções em 2025 e 2026.

⁸ Os gráficos apresentados neste capítulo utilizam dados até 30 de novembro.

De acordo com o FMI⁹, após uma série prolongada e sem precedentes de choques, a economia global parece estabilizar-se, com crescimento constante, mas comedido. Contudo, referem que as incertezas estão novamente a atingir níveis elevados¹⁰ devido à introdução de tarifas comerciais, nomeadamente pelos EUA, e a um ambiente geopolítico imprevisível. Ao nível dos preços, o FMI espera que a inflação global continue a diminuir ligeiramente. Adicionalmente, o FMI refere que este contexto é incerto, porque as práticas comerciais podem prejudicar o crescimento a curto e longo prazo.

Figura 3-1 – Taxa de variação anual do PIB mundial, das economias da zona euro, dos mercados emergentes e dos EUA



Fonte: ERSE, FMI

Para Portugal, após um crescimento de 1,9% em 2024, o Banco de Portugal (BdP)¹¹ antecipa um crescimento económico de 1,9% para 2025 e de 2,2% para 2026%, valores acima do projetado para a zona euro.

Este ritmo de crescimento futuro da economia portuguesa é semelhante à média dos últimos cinco anos. Contudo, de acordo com o BdP, este crescimento será mais impulsionado pelo consumo e investimento comparativamente ao observado entre 2020 e 2024. Adicionalmente, esta entidade refere que alguns fatores, como o alívio das condições financeiras, a chegada de fundos europeus e as novas medidas orçamentais, sustentarão este dinamismo. Ao nível dos riscos, o BdP afirma que as projeções para o nível

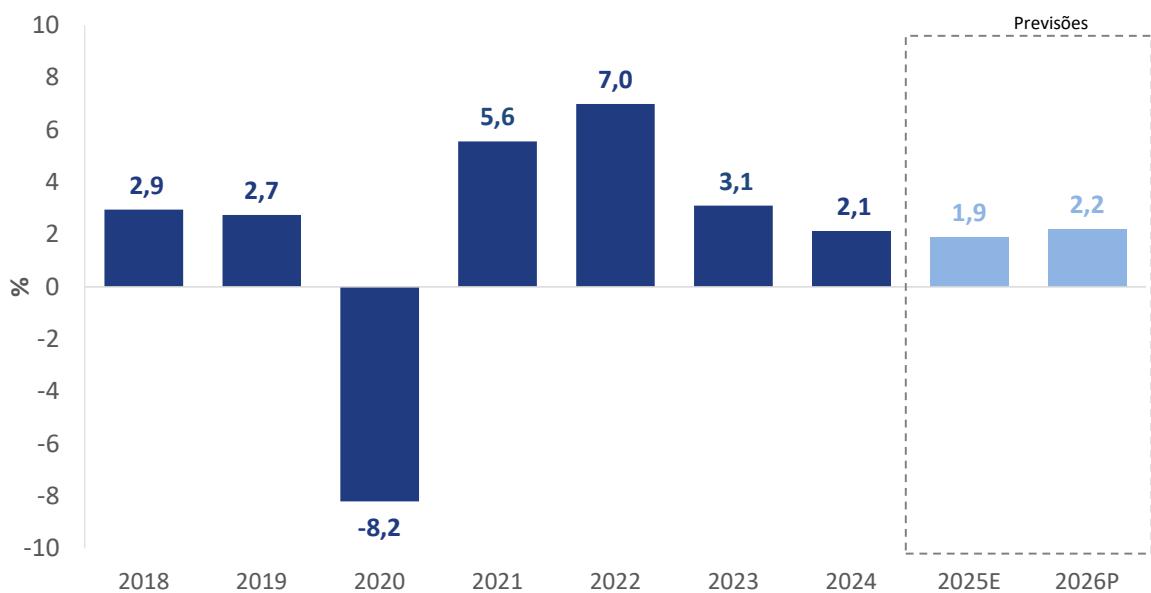
⁹ [FMI - World Economic Outlook, abril de 2025](#)

¹⁰ [FMI - World Economic Outlook, outubro de 2025](#)

¹¹ [BdP - Boletim Económico, outubro de 2025](#)

de atividade económica podem ser inferiores caso o cenário global, no que concerne às tensões comerciais e geopolíticas, se deteriore.

Figura 3-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB

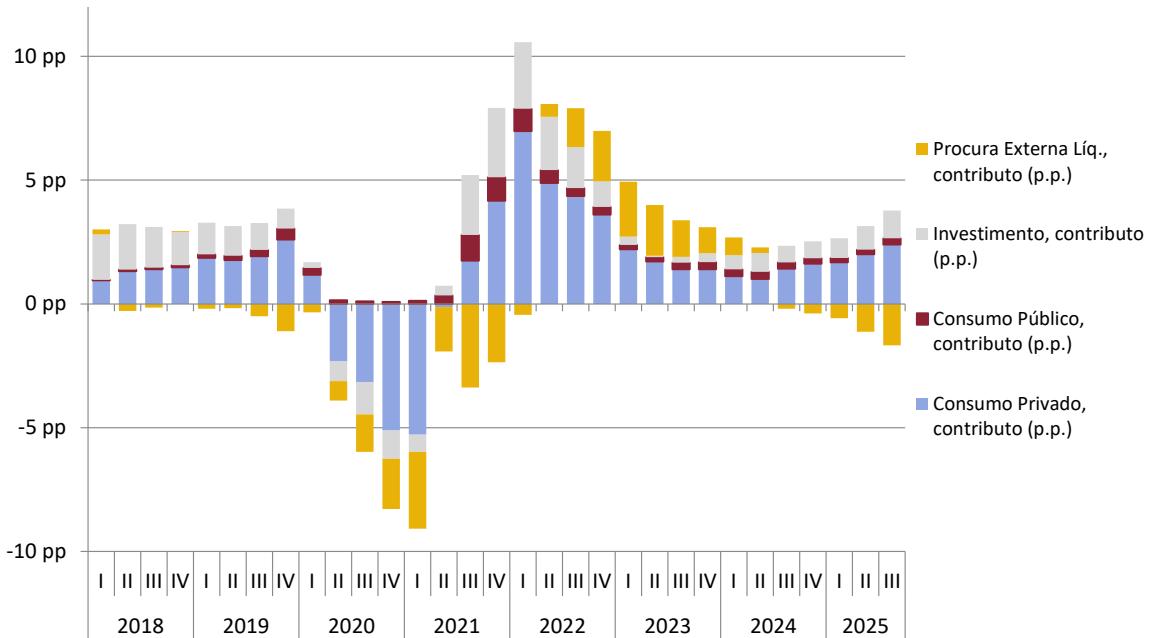


Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal

Na Figura 3-3 verifica-se que, após o pico de crescimento observado em 2022, a economia entrou numa trajetória de desaceleração gradual, mas consistente ao longo de 2023. Na transição para 2024 e ao longo de 2025, o crescimento económico manteve-se num patamar moderado. No ano de 2025, o consumo privado tem permanecido como a principal força da atividade económica, enquanto o investimento recuperou ligeiramente o seu contributo. A procura externa líquida apresenta, atualmente, uma tendência de deterioração do saldo da balança de bens e serviços. O consumo público apresenta uma contribuição positiva, mas residual para o PIB.

No geral, o período de 2023 a 2025 caracteriza-se por uma normalização pós-pandemia e pós-crise energética, com um crescimento consistente, mas moderado, do PIB, fortemente ancorado na procura interna.

Figura 3-3 - Contributos da Procura Interna¹ e da Procura Externa Líquida² para a taxa de crescimento do PIB³ em Portugal



Notas: ¹Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento]

²Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações]

³Variação Homóloga

Fonte: ERSE, INE

O Quadro 3-1 apresenta os valores dos principais indicadores da economia portuguesa em 2025, bem como as previsões de várias instituições nacionais e internacionais para a sua evolução no curto prazo.

**Quadro 3-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2024
e previsões para 2025 e 2026**

	Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado														
	2024		2025P		2025P				2026P		2026P				
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	CFP	BdP	MF	FMI	CE	OCDE	Média das previsões	CFP	BdP	MF	FMI	CE	OCDE
PIB	2,1	1,9	1,9	1,9	2,0	1,9	1,9	1,9	2,1	1,8	2,2	2,3	2,1	2,2	2,2
Consumo privado	3,0	3,3	3,3	3,3	3,4	3,5	3,2	3,2	2,4	2,3	2,0	2,7	2,6	2,3	2,3
Consumo público	1,5	1,6	1,6	1,6	1,5	-	1,6	1,6	1,8	2,6	1,3	1,2	-	1,7	2,4
Investimento	4,2	3,2	3,6	3,0	3,6	-	3,3	2,5	5,1	5,5	5,3	5,5	-	4,4	5,0
Exportações	3,1	1,3	0,9	1,1	1,5	1,9	1,2	1,1	1,9	1,8	2,2	1,8	2,0	1,5	2,2
Importações	4,8	4,1	4,2	4,7	4,0	3,2	4,0	4,3	3,2	3,7	2,8	3,6	2,7	2,8	3,6
Inflação (IHPC)	2,7	2,3	2,3	2,2	2,4	2,2	2,2	2,2	2,1	2,1	1,9	2,1	2,1	2,0	2,2
Deflator do PIB	4,8	3,5	3,6	4,1	3,6	3,0	3,2	3,7	2,5	2,4	2,9	2,5	2,2	2,8	2,4
Desemprego (% população ativa)	6,5	6,2	6,1	6,2	6,1	6,4	6,3	6,1	6,1	6,0	6,3	6,0	6,3	6,2	6,0

Fontes: INE; BdP – Boletim Económico, outubro de 2025; CE – Spring 2025 Autumn Forecast, novembro de 2025; CFP –

Perspetivas Económicas e Orçamentais 2025-2029, setembro 2025; FMI – World Economic Outlook, outubro de 2025; OCDE –

Economic Outlook 2025 2.ª publicação, dezembro de 2025; Ministério das Finanças (MF) – Orçamento de Estado 2026, outubro 2025.

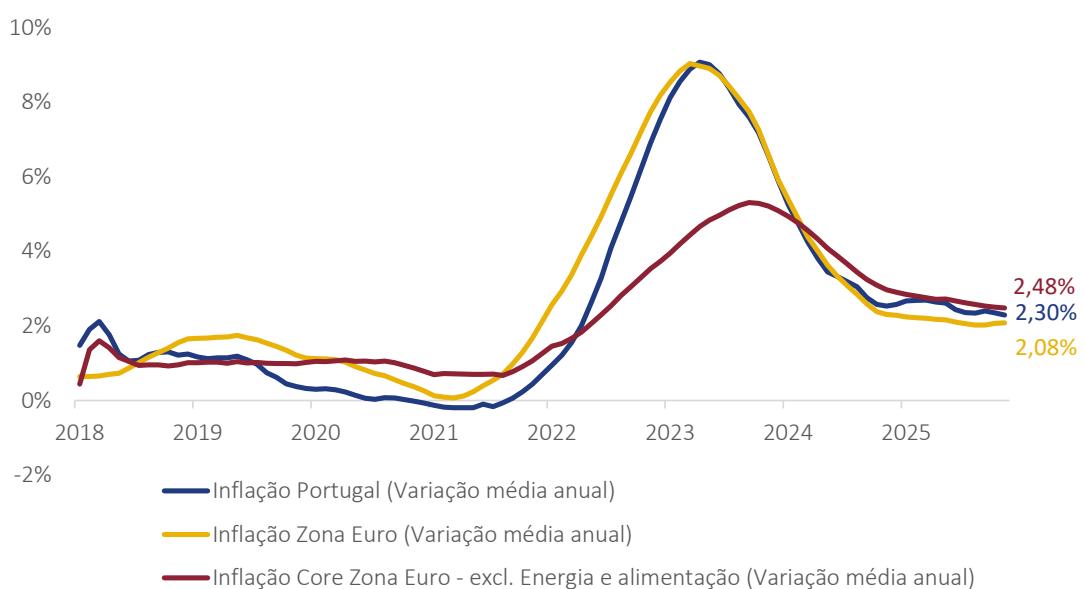
Ao nível do crescimento económico, verifica-se que as previsões se situam no intervalo entre 1,9% e 2,3% para 2025 e 2026. Ao nível da inflação, todas as instituições preveem uma diminuição do crescimento do nível de preços no consumidor em 2025. Para 2026 preveem que o índice harmonizado de preços no consumidor (IHCP), indicador de referência do BCE, deverá atingir o valor *target* de 2%.

VARIÁVEIS MONETÁRIAS

O RT estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. Neste sentido, na definição do *spread* a aplicar aos ajustamentos de 2025 (t-1), torna-se relevante uma análise da evolução recente das perspetivas das taxas de juro de curto e médio prazo, muito influenciadas pela evolução das taxas de inflação.

A Figura 3-4 apresenta a evolução das taxas de inflação de Portugal e da zona euro, na qual se verifica que entre 2018 e 2021 a inflação apresentou valores estáveis e abaixo dos 2%.

Figura 3-4 - Taxas de inflação Portugal e Zona Euro



Fonte: ERSE, Bloomberg

A partir de 2022, observa-se uma aceleração acentuada em todas as métricas, atingindo um pico em 2023, com a inflação da zona euro e de Portugal a alcançarem níveis próximos dos 9%, evolução decorrente da

crise energética e das perturbações pós-pandemia nas cadeias de abastecimento. No mesmo período, a inflação *core* (exclui energia e alimentação) atingiu um valor mais moderado, mas ainda assim elevado (da ordem de 5%).

Desde 2023, verifica-se uma descida consistente e gradual em todas as taxas de inflação, resultado do aumento das restrições das condições de financiamento, em particular das subidas de taxas de juro, realizadas pelo BCE. Tal permitiu que as taxas convergissem para níveis próximos do *target* (2%) do BCE. De acordo com as projeções do BCE, a inflação na zona euro deverá situar-se, em média, em 2,1% em 2025 e, posteriormente, descer para 1,7% em 2026. O BCE destaca a redução das pressões salariais e dos preços dos serviços, bem como a apreciação do euro que permite reduzir o crescimento dos preços dos bens importados. No mesmo sentido e pelos mesmos motivos, o BdP¹² antecipa também que a taxa de inflação nacional se situe próxima do objetivo de estabilidade de preços.

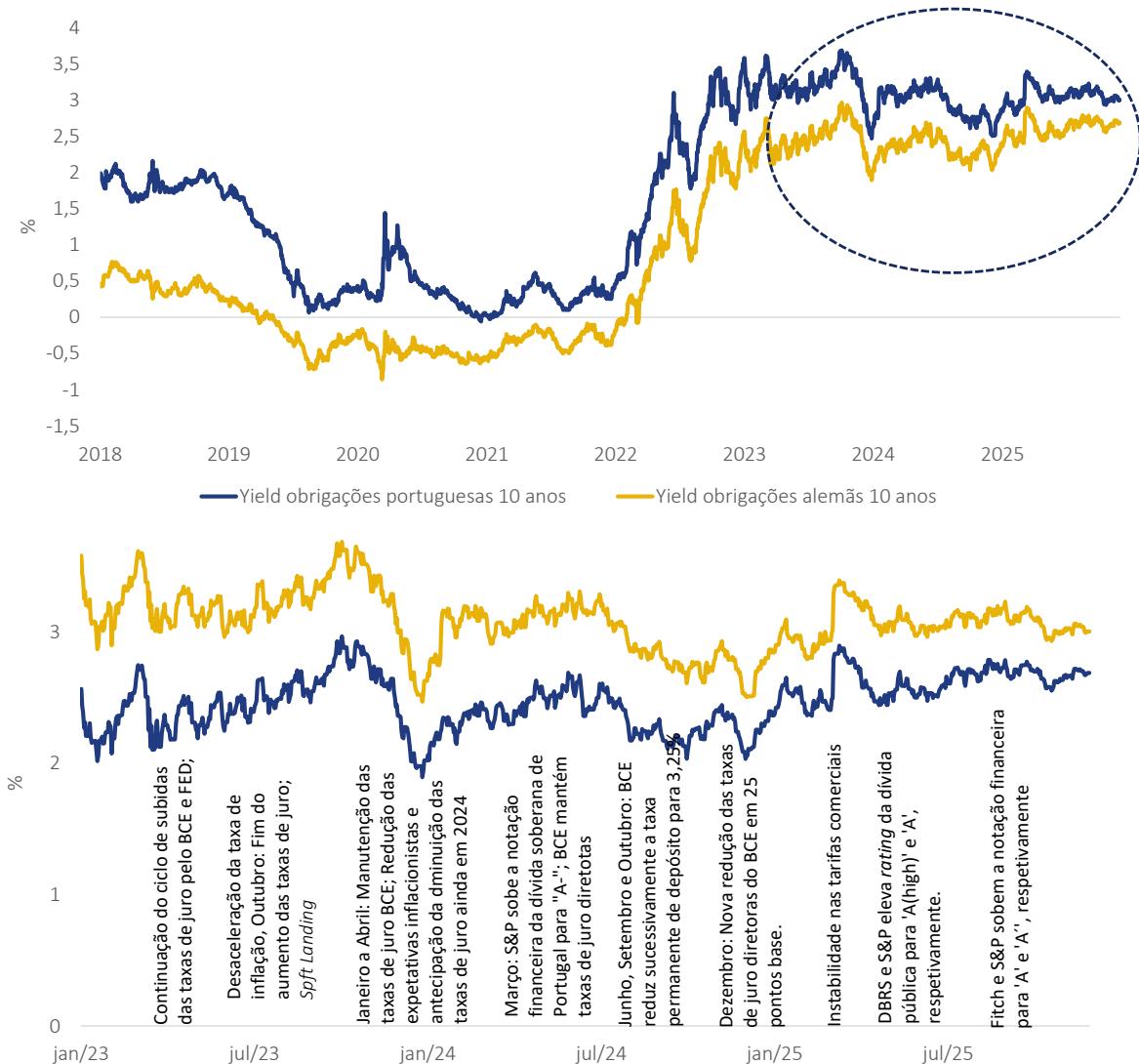
De forma a ilustrar o risco financeiro do país apresenta-se, na Figura 3-5, a evolução das *yields* a dez anos das obrigações soberanas portuguesas e alemãs. Observa-se a partir de 2022 uma subida acentuada e sincronizada em ambas as séries. Esta trajetória ascendente reflete as pressões inflacionistas que motivaram um ciclo de aumentos sucessivos das taxas diretoras. Destaca-se que, ao longo deste período, o diferencial entre as *yields* portuguesas e alemãs (*spread*) manteve-se relativamente contido, evidenciando a resiliência da percepção do risco soberano de Portugal. A partir de meados de 2023 e ao longo de 2024, as *yields* estabilizam em patamares elevados e iniciam posteriormente uma trajetória ligeiramente descendente, acompanhando o processo desinflacionista em curso e a reversão gradual da política monetária restritiva. O ligeiro aumento observado em 2025 é consequência da incerteza relacionada com as tarifas comerciais¹³, de preocupações com a situação orçamental alemã¹³, e da persistência da inflação em valores ligeiramente acima do *target* do BCE¹⁴.

¹² [BdP - Boletim Económico, outubro de 2025](#)

¹³ [CNBC - Tarifas comerciais e mudança de paradigma na política orçamental alemã, março de 2025](#)

¹⁴ [Reuters - Inflação na Alemanha sobe e atinge máximos desde fevereiro, setembro de 2025](#)

Figura 3-5 - Evolução das *yields* das obrigações a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal da Alemanha



Fonte: ERSE, Bloomberg

Em 2025, a dívida soberana portuguesa registou quatro revisões em alta da notação financeira¹⁵: i) em janeiro, a DBRS elevou a classificação para A (high); ii) em fevereiro e novamente a 29 de agosto, a S&P aumentou a notação, fixando-a em A+; e iii) mais recentemente, em setembro, a Fitch reviu em alta para A.

As agências de notação financeira destacaram como principais fatores: (i) a redução consistente do rácio da dívida pública face ao PIB, apoiada por uma política orçamental prudente e pela manutenção de saldos

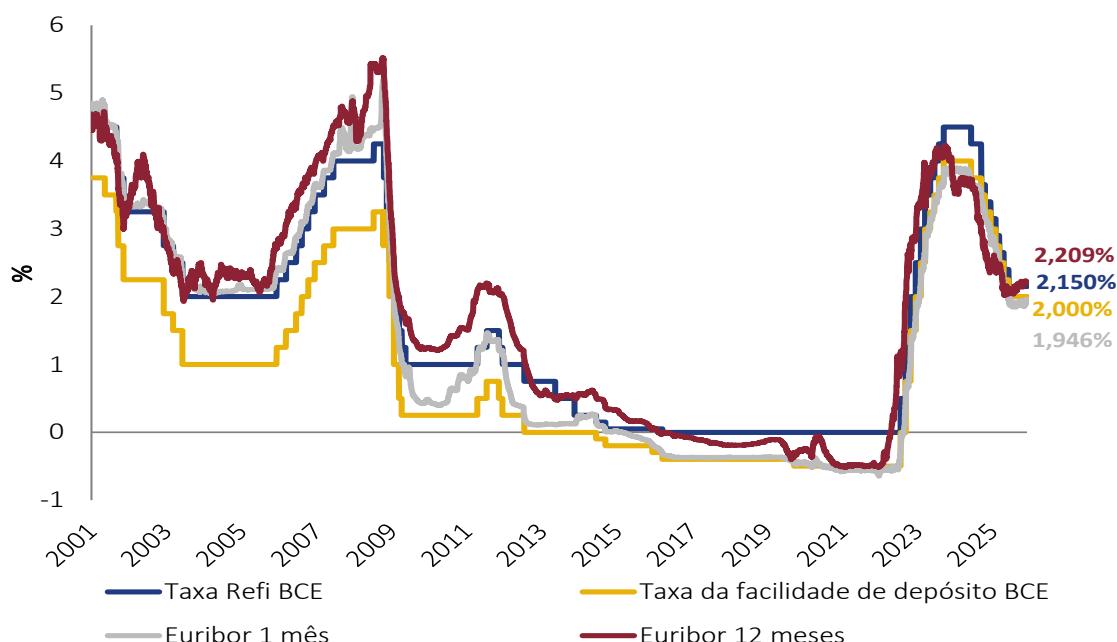
¹⁵ [IGCP - ratings dívida soberana, outubro de 2025](#)

orçamentais robustos; (ii) o crescimento económico sólido, superior à média da zona euro; e (iii) a diminuição da vulnerabilidade externa, através da redução da dívida externa.

Por outro lado, subsistem riscos relevantes para Portugal, nomeadamente a fragmentação política que pode atrasar reformas e comprometer a disciplina orçamental, a possibilidade de um crescimento económico abaixo do esperado, em resultado de choques externos ou de uma desaceleração global, a vulnerabilidade a tensões comerciais internacionais e os ainda elevados níveis de dívida pública e externa, apesar da sua recente redução.

Em termos de política monetária e da evolução das taxas do mercado monetário interbancário, a Figura 3-6 ilustra a trajetória das taxas de referência¹⁶ (refi) e da facilidade permanente de depósito do BCE, bem como das taxas Euribor a 1 e a 12 meses. Verifica-se que a tendência de descida generalizada das taxas interbancárias, em curso desde 2008, foi abruptamente invertida a partir de 2022, em resultado do agravamento das pressões inflacionistas e da consequente subida das taxas de juro de referência.

Figura 3-6 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses



Fonte: ERSE, Bloomberg

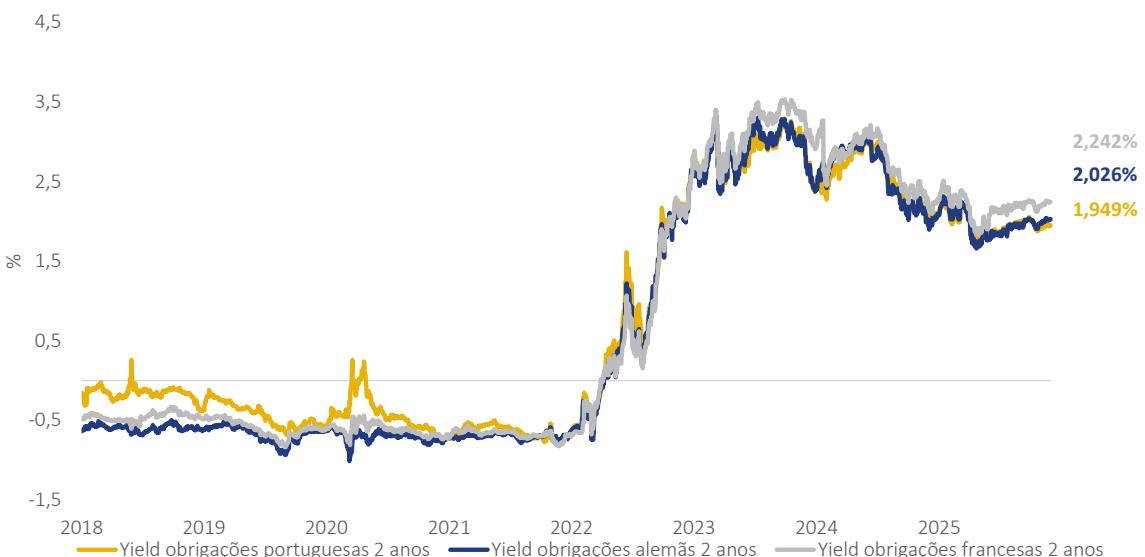
¹⁶ Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

Após o ciclo de aumentos sucessivos, entre meados de 2022 e o terceiro trimestre de 2023, o BCE manteve inalteradas as suas taxas diretoras durante cerca de um ano, optando por uma postura de estabilidade monetária, que visava consolidar os efeitos das medidas já implementadas. Em meados de 2024, o BCE iniciou um processo gradual de redução das taxas diretoras, materializado em cortes sucessivos de 25 pontos base, sinalizando uma calibragem mais acomodatícia da política monetária. Atualmente, as taxas encontram-se numa fase de manutenção, refletindo a necessidade de assegurar a convergência sustentada da inflação para a meta de 2%, à luz dos dados económicos e financeiros que forem sendo disponibilizados¹⁷. É possível consultar mais informação sobre as decisões de política monetária nas publicações do boletim de indicadores financeiros da ERSE¹⁸.

Deste modo, as taxas de juro aplicáveis às operações principais de refinanciamento, à facilidade permanente de cedência de liquidez e à facilidade permanente de depósito apresentavam, no final de novembro de 2025, os valores de 2,15%, 2,40% e 2,00%¹⁷, respetivamente.

Na perspetiva do curto prazo, a Figura 3-7 apresenta a evolução das *yields* das obrigações do Estado com maturidade de 2 anos da Alemanha e de França, para além de Portugal.

Figura 3-7 - Yields das obrigações a 2 anos



Fonte: ERSE, Bloomberg

¹⁷ BCE - Decisões de política monetária, 30 de outubro de 2025

¹⁸ ERSE - Boletim de Indicadores Financeiros, 2T2025

Nos últimos dois anos, as *yields* das obrigações a dois anos de Portugal, Alemanha e França apresentam uma trajetória descendente após terem atingido máximos históricos. Observa-se que o diferencial entre as três séries tem sido bastante reduzido, evidenciando uma reduzida percepção de risco entre estes países da Zona Euro. No final de 2025, as *yields* estabilizam em níveis próximos dos 2% (ver Figura 3-7), substancialmente abaixo dos picos anteriores, mas ainda acima dos valores historicamente reduzidos observados no período pré-crise inflacionista. A maior volatilidade das *yields* francesas em determinados momentos recentes é motivada por episódios pontuais de incerteza com a situação fiscal e instabilidade política em França.

SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2025

O *spread* definido pela ERSE, a aplicar aos ajustamentos, tem como objetivo repor a neutralidade financeira dos desvios entre os valores efetivamente faturados e os teóricos de tarifas, ao longo de um determinado ano. A evolução do *spread* deverá refletir as condições de financiamento das empresas, que têm acompanhado as condições económicas e financeiras do país e da zona euro.

A ERSE fixou o *spread* dos ajustamentos de t-1, no processo tarifário de 2025, em 0,45 pontos percentuais, reduzindo 0,05 pontos face ao processo tarifário de 2024. Este *spread* pretendia garantir a neutralidade financeira dos desvios tarifários e foi calibrado em função das condições de financiamento das empresas reguladas e do contexto macroeconómico. Desde 2018, o *spread* tinha-se mantido em 0,5 pontos percentuais, mas a redução para 0,45 pontos em 2025 considerou ainda o contexto específico de inversão da curva de rendimentos verificado em 2024, onde as maturidades curtas apresentavam *yields* superiores às de longo prazo.

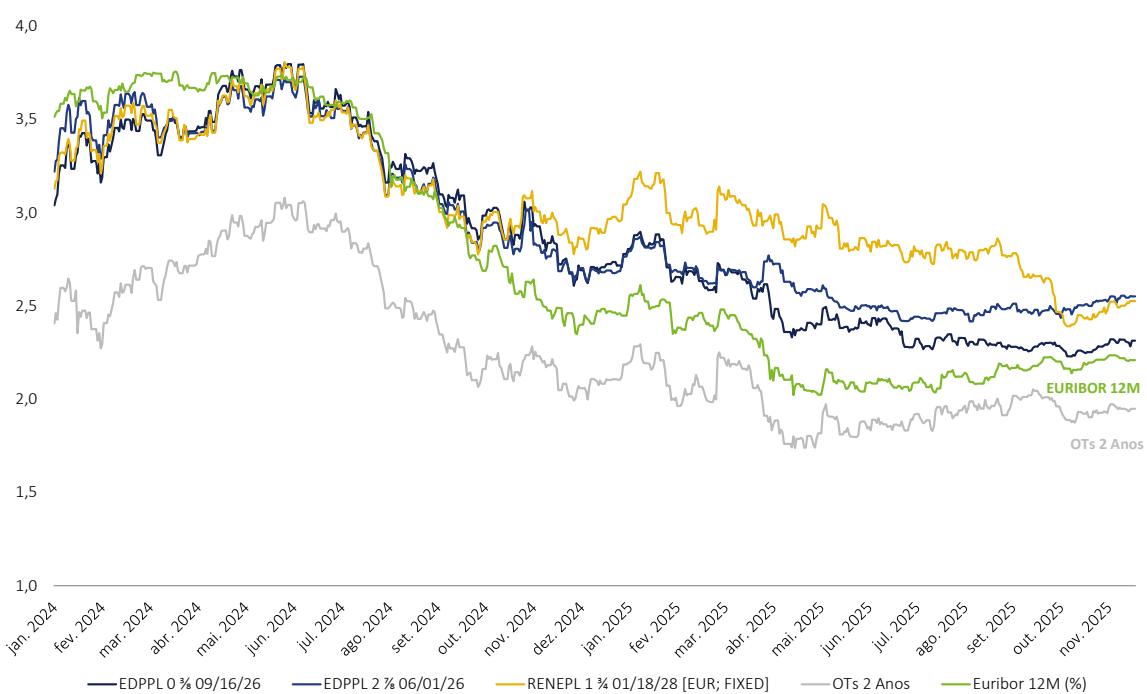
No atual contexto financeiro, observa-se uma normalização progressiva da curva de rendimentos, com a inversão característica dos anos anteriores a dissipar-se gradualmente¹⁹. As *yields* empresariais de curto prazo posicionam-se agora abaixo das de longo prazo, refletindo uma estrutura temporal mais convencional e alinhada com as expectativas de manutenção da política monetária acomodatícia por parte do BCE.

¹⁹ [yield curves da zona euro](#)

Neste enquadramento e como se pode observar na Figura 3-8, o diferencial médio (*spread*) entre as *yields* de obrigações empresariais selecionadas e a Euribor a doze meses situa-se em 0,39 pontos percentuais. Este valor contrasta com os 0,02 pontos percentuais observados no ano anterior.

Analizando emissões específicas, verificam-se distintos diferenciais face às Euribor em função da maturidade das obrigações.

Figura 3-8 - Evolução das *yields* das obrigações da EDP e REN de curto prazo



Fonte: ERSE, Bloomberg

O atual enquadramento da análise ao *spread* é ainda caracterizado por:

- O ano de 2025 ficou marcado por várias revisões positivas da dívida soberana portuguesa por parte de três das quatro maiores agências de *rating*. Esta evolução também tem sido acompanhada pelas Regiões Autónomas^{20,21}, justificada pela consolidação das finanças públicas a nível regional e pelo crescimento económico apoiado no turismo.

²⁰ Jornal Económico - Moody's melhora rating da RAM, maio de 2025

²¹ Jornal de Negócios - DBRS sobe rating da RAA, janeiro de 2025

- Os *Credit Default Swaps* (CDS) da EDP a um ano registaram uma ligeira redução em 2025 (ver Figura 3-9). Se no ano de 2023 o valor tinha sido de 40,6 pontos base (p.b.), em 2024 o valor observado foi de 27,6 p.b. No ano de 2025, esta tendência de descida manteve-se, fixando-se o valor em 23,2 p.b., o que sinaliza uma menor percepção de risco de *default* por parte do mercado.
- Ausência de revisões das notas atribuídas ao risco de crédito das empresas reguladas. Apesar das alterações na dívida soberana, não foram observadas revisões nas notas atribuídas aos grupos empresariais que detêm atividades reguladas do setor elétrico. Todas as classificações atribuídas ao risco de crédito da EDP e REN mantêm-se em "grau de investimento".

Figura 3-9 - Evolução dos *Credit Default Swaps* da EDP a 1 ano



Fonte: ERSE, Bloomberg

Destaque-se que esta análise do *spread* a aplicar ao ajustamento de t-1 é realizada tendo como referência a evolução das condições financeiras no ano de ajustamento, e não por referência a uma determinada altura do ano.

Face a estes elementos e tendências, que apontam para uma normalização e estabilização do enquadramento macroeconómico e financeiro, a ERSE considera adequado manter o *spread* de ajustamento de t-1 de 0,45 p.p. (pontos percentuais).

Deste modo, para as empresas reguladas do continente e das Regiões Autónomas, o *spread* no ano t-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa média de juro EURIBOR a doze meses, calculada com base nos

valores diários ocorridos entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2025 (t-1), é de 0,45 p.p.²². De igual modo, o *spread* de t-2 para o atual processo tarifário mantém-se igual ao *spread* de t-1 definido em 2025, ou seja 0,45p.p.

TAXA DE INFLAÇÃO

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

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

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

A ERSE avalia as previsões das empresas para o deflator do PIB utilizado para atualizar os custos, os proveitos e os investimentos para o período de regulação que se iniciou em 2022. Adicionalmente, as empresas, no início de cada período de regulação, enviam nas contas reguladas previsionais a taxa de inflação usada para prever os custos do novo período de regulação que se inicia em 2026. A ERSE monitoriza estes valores relativamente às previsões utilizadas pela ERSE.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2025 e 2026, são apresentadas no Quadro 3-2.

²² Estes *spreads* são definidos no pressuposto da gestão eficiente das empresas reguladas, que subtende a adequação das políticas de financiamento dessas empresas, designadamente em termos temporais, ao RT em vigor.

Quadro 3-2 - Previsões para o deflator do PIB

	CFP	BdP	MF	FMI	CE	OCDE	Média	Unidade: %
2025	3,6	4,1	3,6	3,0	3,2	3,7	3,53	
2026	2,4	2,9	2,5	2,2	2,8	2,4	2,53	

Fontes: INE; BdP – Boletim Económico, outubro de 2025; CE – Autumn 2025 Economic Forecast, novembro de 2025; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2025-2029, setembro 2025; FMI – World Economic Outlook, outubro de 2025; OCDE - Economic Outlook 2025 2.ª publicação, dezembro de 2025; MF -Orçamento de Estado 2026, outubro 2025.

As previsões das empresas para 2025 e para o próximo período de regulação encontram-se sintetizadas no Quadro 3-3.

Quadro 3-3 - Previsões das empresas para o deflator do PIB

	REN	E-Redes	SU eletricidade	EDA	EEM	Unidade: %
2025	2,6	2,6	2,6	2,0	2,6	
2026	2,4	2,4	2,4	2,0	2,4	
2027	2,2	2,2	2,2	2,0	2,2	
2028	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	
2029	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	

Fonte: REN, E - Redes, SU Eletrecidade, EDA e EEM

Os IPIB de 2025 e 2026 correspondem à média das previsões dos organismos nacionais e internacionais apresentados no Quadro 3-2 para o ano de 2025 e 2026, respetivamente, e cujos valores são de 3,53% e

2,53%. Este indicador é utilizado nas metodologias do tipo *revenue cap* e *price cap*, para atualização das componentes fixas e variáveis, às quais é descontado o respetivo fator de eficiência (X).

No Quadro 3-4 apresenta-se a evolução, nos últimos 3 exercícios tarifários, do deflator do PIB considerado no cálculo das metas de eficiência, de acordo com o RT aplicável, após a atualização com a informação mais recente publicada pelo INE²³ até à data do ajustamento definitivo.

Quadro 3-4 – Evolução do deflator do PIB

Unidade: %			
IPIB 2023 (variação atualizada para 2023)	IPIB 2024 (variação atualizada para 2024)	IPIB 2025 (variação estimada para 2025)	IPIB 2026 (variação prevista para 2026)
7,49	4,81	3,53	2,53

Fonte: ERSE, INE

TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS²⁴

Para 2024 e 2025 e 2026, vigoram as taxas de remuneração definidas através da metodologia aplicada no período de regulação 2022-2025, detalhada no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)». Para 2026, vigoram as taxas de remuneração definidas através da metodologia aplicada no período de regulação 2026-2029, detalhada no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029](#)». As taxas referentes aos anos de 2024, 2025 e 2026 são apresentadas no quadro seguinte.

²³ [INE - Contas Nacionais Trimestrais 3T 2025, novembro de 2025](#)

²⁴ As taxas de remuneração de 2024 e 2025 foram calculadas com valores até 30 de setembro de 2025. Assim, as taxas de remuneração de 2025 correspondem ao valor final para o ano de 2025.

Quadro 3-5 - Taxas de remuneração para 2024, 2025 e 2026

	Unidade: %				
	2024		2025		2026
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE ¹ , CVEE FC, Comercialização, CVEE PRG e CVEE PREAC	5,57%	5,53%	5,53%	5,51%	6,70%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ , GGS, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM)	5,27%	5,23%	5,23%	5,21%	6,19%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ a custos de referência	6,02%	5,98%	5,98%	5,96%	6,94%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMCA	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	3,07%
Taxa de reposição das necessidades de fundo de maneio afeto às atividades de CUR, CVEEFC, CVARTD e GIG ²	-	-	-	-	2,67%

Nota: ¹ As taxas de remuneração das atividades de DEE e TEE correspondem a indutores TOTEX associados às condições de financiamento da atividade. ² A taxa de reposição das necessidades de fundo de maneio é equivalente à taxa de juro aplicada aos ajustamentos provisórios dos proveitos permitidos (soma da média dos valores diários Euribor a 12 meses entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2025 acrescida de um spread de 0,45p.p.)

Fonte: ERSE

INAPLICABILIDADE DO ALISAMENTO INTERTEMPORAL DO SOBRECUSTOS COM A AQUISIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL LEGALMENTE PREVISTO

No exercício tarifário de 2026 a ERSE não identificou a necessidade de transferências intertemporais de proveitos, para assegurar a estabilidade tarifária, pelo que este mecanismo não foi ativado.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2026²⁵

No seguimento do referido, o Quadro 3-6 apresenta as taxas de juros e spreads utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2026.

²⁵ As taxas de juro foram calculadas com valores até 15 de novembro de 2025.

Quadro 3-6 - Taxas de juro e spreads

	Unidade: %
	2026
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2024, para cálculo dos ajustamentos de 2024	3,274
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2025, para cálculo dos ajustamentos de 2024 e de 2025	2,218
<i>Spread</i> no ano 2024 para cálculo dos ajustamentos de 2024	0,450
<i>Spread</i> no ano 2025 para cálculo dos ajustamentos de 2024 e de 2025	0,450
Taxa de remuneração estimada aplicável ao diferimento de CIEG, referente a tarifas de 2026	n.d.

Fonte: ERSE

Para efeitos de cálculo dos montantes de ajustamento das atividades reguladas, a taxa de juro a aplicar ao ajustamento provisório é determinada pela soma da média dos valores diários da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2025, com um *spread* de 0,45 pontos percentuais. No ajustamento definitivo, à média dos valores diários da Euribor a 12 meses de 2024 é acrescido um *spread* de 0,45 pontos percentuais.

3.2 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo apresenta-se a previsão do custo de aprovisionamento do CUR e a evolução dos preços das *commodities* que têm relevância na evolução histórica e nas previsões do preço da energia elétrica. Todas as análises neste capítulo têm em conta dados disponibilizados à data de 30/11/2025²⁶.

Evolução Histórica dos Preços

A evolução do preço da energia elétrica no mercado diário do OMIE é influenciada por fatores sazonais, designadamente por fatores climatéricos, que afetam o *mix* de produção na Península Ibérica, em particular, o nível de produção baseada em fontes de energia renováveis. Adicionalmente, a evolução do preço da energia elétrica no mercado diário está dependente do preço de diferentes *commodities*, como

²⁶ Com exceção dos dados dos leilões da PRG, que incluem informação relativa ao leilão ocorrido a 04/12/2025.

o petróleo, o gás natural, e as licenças de emissão de CO₂, que afetam o preço da produção termoelétrica, sendo estes preços influenciados por questões conjunturais e estruturais, tendo em conta, entre outros fatores, a procura e a oferta global destas *commodities*.

Para dar uma perspetiva geral da evolução histórica recente, na Figura 3-10 apresenta-se uma síntese dos preços médios de diferentes *commodities*, em base trimestral. Esta figura inclui igualmente as variações entre os dois últimos trimestres, assim como a variação homóloga face ao ano anterior para o trimestre mais recente em que se dispõe de dados reais.

Figura 3-10 - Evolução dos preços médios trimestrais²⁷ de diferentes *commodities*

			2024	2025	2025	2025	2025 T4	Var. Trimestral	Var. homóloga	
			T4	T1	T2	T3		2025T3 -> 2025T4	2024T4 -> 2025T4	
OMIE - Portugal		EUR/MWh	95,1	85,1	41,8	66,7	67,3	0,9%	-29,2%	
Brent		USD/bbl	74,1	75,7	67,7	69,1	64,2	-7,1%	-13,4%	
Carvão (API2)		EUR/ton	110,6	98,3	88,0	85,7	80,9	-5,7%	-26,9%	
Gás Natural										
HH		EUR/MWh	8,3	13,8	9,5	8,8	10,3	16,5%	24,0%	
MIBGAS		EUR/MWh	44,9	47,0	35,0	33,1	30,8	-6,9%	-31,3%	
NBP		EUR/MWh	45,7	47,3	33,9	31,4	30,1	-4,1%	-34,1%	
PEG		EUR/MWh	44,5	46,3	34,4	32,2	30,1	-6,3%	-32,2%	
TTF		EUR/MWh	44,5	46,8	35,4	32,4	31,2	-3,8%	-29,9%	
ZEE		EUR/MWh	44,6	46,7	34,8	32,4	30,7	-5,2%	-31,1%	
GNL										
ACER NW		EUR/MWh	43,4	45,0	34,2	31,7	29,9	-5,7%	-31,2%	
ACER South		EUR/MWh	43,2	44,7	34,4	31,8	29,9	-6,2%	-30,9%	
Japão		EUR/MWh	38,4	39,4	35,5	33,0	31,3	-5,2%	-18,6%	
Licenças emissão CO ₂		EUR/ton	67,2	73,4	68,8	72,4	79,6	9,9%	18,4%	
Taxa de câmbio		EUR/USD	1,055	1,052	1,134	1,169	1,160	-0,7%	10,0%	

Fonte: ERSE, Bloomberg, OMIE, OMIP

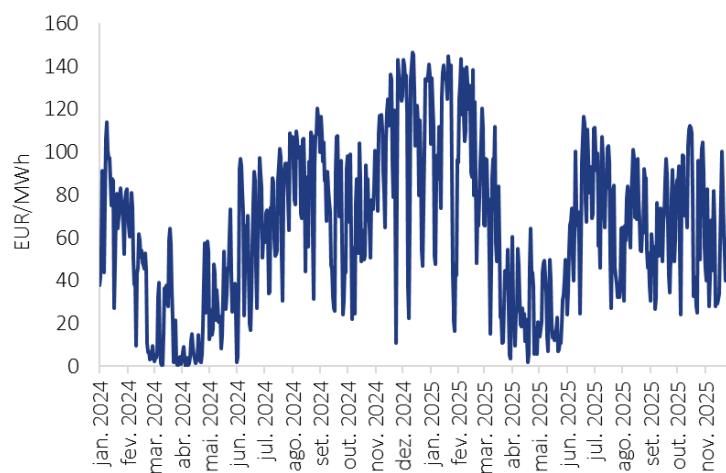
Em termos médios trimestrais, a evolução do preço da energia elétrica apresentou uma evolução decrescente durante o primeiro semestre de 2025. A abundância de produção de eletricidade de origem renovável (hídrica, eólica e solar) a nível Ibérico em alguns períodos do ano, é o principal motivo para a redução dos preços no mercado diário e para a sua volatilidade. Como ilustra a Figura 3-11, nos meses de

²⁷ Os dados do quarto trimestre de 2025 são dados atualizados até 30/11/2025.

março a maio de 2024 e nos meses de março e abril de 2025 registaram-se, em alguns dias, preços de energia elétrica próximos de zero.

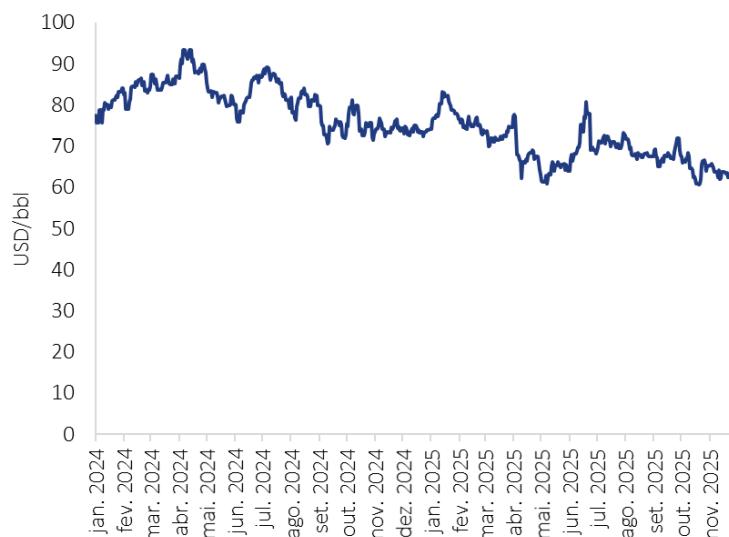
De acordo com os dados disponibilizados pela REN, em média 67,6% do consumo em Portugal continental entre janeiro e novembro de 2025 foi abastecido por produção proveniente de fontes renováveis (71,5% em todo o ano de 2024), tendo-se registado um preço médio de energia elétrica no mercado grossista, de 65,0 EUR/MWh em Portugal (63,4 EUR/MWh em 2024), no mesmo período. A Figura 3-11 permite constatar a continuação de uma grande volatilidade dos preços diários de energia elétrica em 2025, em linha com o observado em 2024.

Figura 3-11 - Evolução do preço de energia elétrica *spot* em Portugal



Fonte: ERSE, OMIE

No que respeita à evolução do preço do *Brent* (Figura 3-12), em 2024 a média das cotações foi na ordem dos 80,8 USD/bbl. Em termos trimestrais, verifica-se uma ligeira redução dos preços médios no ano de 2025, com o primeiro trimestre a apresentar um valor médio de 75,7 USD/bbl e o terceiro trimestre deste ano a apresentar um valor médio de 69,1 USD/bbl. O valor médio de janeiro a novembro de 2025 situa-se em 69,6 USD/bbl.

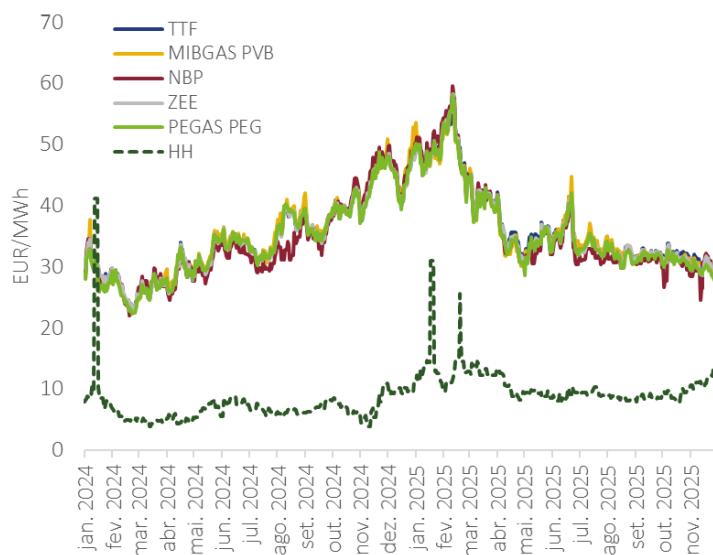
Figura 3-12 - Evolução preço diário Brent

Fonte: ERSE, Bloomberg

A evolução dos preços do gás natural nos diferentes mercados foi marcada por continuação de volatilidade no ano de 2025 (Figura 3-13). Esta volatilidade nos mercados europeus²⁸ de gás natural, em que se inclui o mercado de referência para a península Ibérica (MIBGAS), marcou o início de 2025, com um aumento do preço médio no primeiro trimestre em 8,0%, face ao trimestre anterior. No segundo e no terceiro trimestres de 2025, os preços do gás natural nos mercados europeus registaram uma redução acumulada, face ao primeiro trimestre, de 30,7%, para um valor médio do cabaz de 32,4 EUR/MWh no terceiro trimestre. O mercado HH²⁹ norte-americano acompanhou também, em 2025, o processo de elevada volatilidade e de cotações em níveis mais altos dos *hubs* europeus. No primeiro trimestre de 2025 verificou-se um aumento do preço médio do índice HH, de 76,1% face ao trimestre anterior. No segundo e no terceiro trimestres de 2025, os preços do gás natural mercado HH norte-americano registaram uma redução acumulada, face ao primeiro trimestre, de 35,8%, para um valor médio de 8,8 EUR/MWh no terceiro trimestre. O valor médio de janeiro a novembro de 2025 situa-se em 10,6 EUR/MWh.

²⁸ TTF, MIBGAS PVB, NBP, ZEE e PEGAS PEG

²⁹ Contudo no dia 12 de janeiro de 2024, o HH norte-americano apresentou um ponto mais extremo devido a um evento climatérico de súbito arrefecimento extremo, que fez disparar os receios de um potencial aumento da procura.

Figura 3-13 - Evolução preço diário do gás natural

Fonte: ERSE, Bloomberg

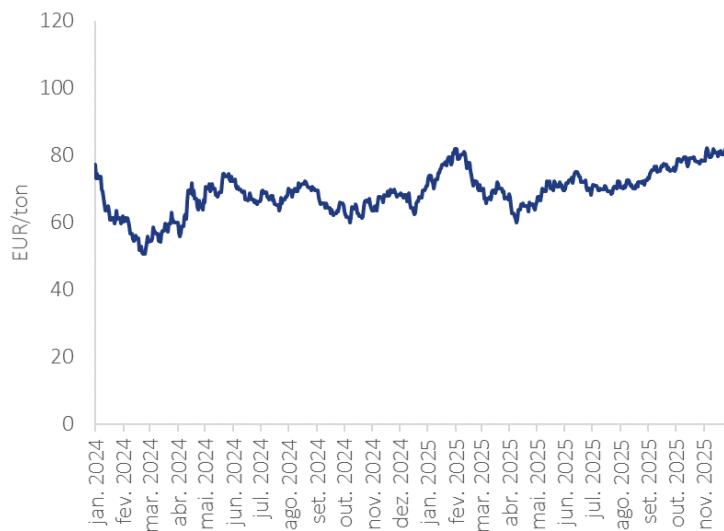
Refira-se, contudo, que a volatilidade no mercado de gás natural se deve não apenas a questões conjunturais, como também a uma alteração estrutural no mercado e no setor do gás natural. O mercado global de GNL passou a ter maior peso no abastecimento do consumo final de gás natural europeu, comparativamente com o fornecimento através de gasoduto, que anteriormente era dominante na Europa. Esta forma de abastecimento, que é mais flexível, uma vez que não se rege, de modo tão preponderante, por contratos de longo prazo, possibilita o desenvolvimento de uma maior concorrência a nível global e principalmente entre a Europa e Ásia.

O preço de energia elétrica transacionada nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de CO₂, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂³⁰. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir as metas definidas no Protocolo de Quioto. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacte nas centrais a carvão e, numa menor medida, nas centrais de ciclo combinado a gás natural.

A Figura 3-14 mostra que o preço das licenças de emissão de CO₂ registou uma tendência de crescimento entre o início de 2024 e novembro de 2025. Em 2025 o preço médio destas licenças foi de 73,0 EUR/ton, 11,9% acima do valor registado em 2024, de 65,3 EUR/ton.

³⁰ Também conhecido por *EU Emission Trading System (EU ETS)*.

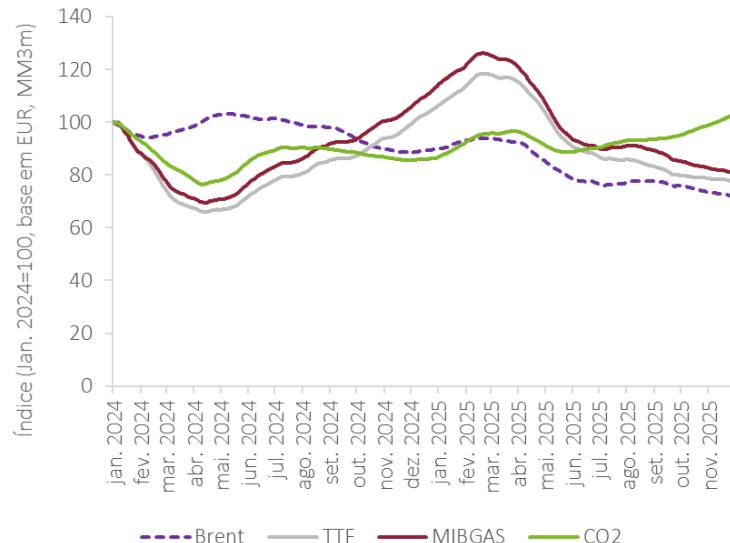
Figura 3-14 - Evolução preço licenças de emissão CO₂ (EUAs)



Fonte: ERSE, Bloomberg

A evolução conjunta das cotações do preço do *Brent*, do gás natural e das licenças de CO₂, em termos de média móvel de três meses (Figura 3-15), é uma análise relevante para enquadrar a evolução do preço da energia elétrica, por facilitar a percepção das tendências. Salienta-se, nesta evolução, a maior volatilidade das cotações do gás (TTF e MIBGAS) e o facto de todas estas *commodities* registarem, no final de novembro de 2025, cotações abaixo das registadas no início de 2024. Comparando os valores iniciais e finais das séries, os preços médios do gás são inferiores aos valores verificados no início do ano de 2024, com destaque para a redução de -23% verificada no TTF e de -19% no MIBGAS nesse período. No mesmo período, os preços *Brent* reduziram de -28% e as cotações do CO₂ aumentaram em 3%.

Figura 3-15 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do petróleo (Brent), do gás natural (TTF, MIBGAS) e das licenças de CO₂ nos mercados spot (base 100)



Fonte: ERSE, Bloomberg

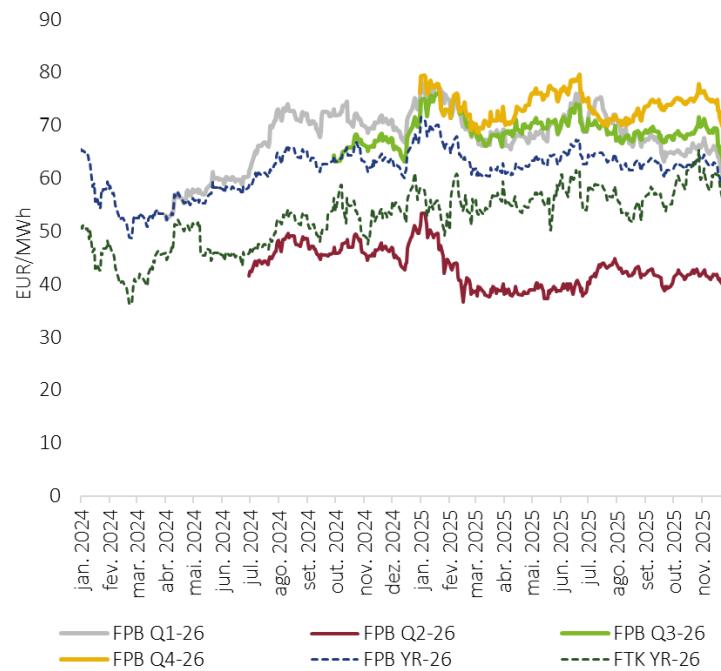
PREVISÕES

Em termos de previsões para 2026, os preços dos contratos de futuros de energia elétrica cotados no OMIP, para entregas neste ano, registaram uma ligeira tendência de descida ao longo de 2025.

Dentro do quadro da volatilidade histórica verificada, e que se prevê que se mantenha, nos preços de energia elétrica, continua a justificar-se, à semelhança dos anos anteriores, a monitorização atenta da evolução dos preços de energia elétrica durante 2026, quer pelo mecanismo de adequação trimestral, quer pela avaliação contínua de desvios que possam pôr em causa o equilíbrio económico e financeiro das empresas ou o bom funcionamento do mercado³¹.

³¹ Em 2022, 2023 e 2024 esta avaliação contínua justificou a fixação excepcional de tarifas aplicáveis no segundo semestre dos respetivos anos.

Figura 3-16 - Evolução da cotação dos futuros de energia elétrica para Portugal, de produtos para entrega no ano t

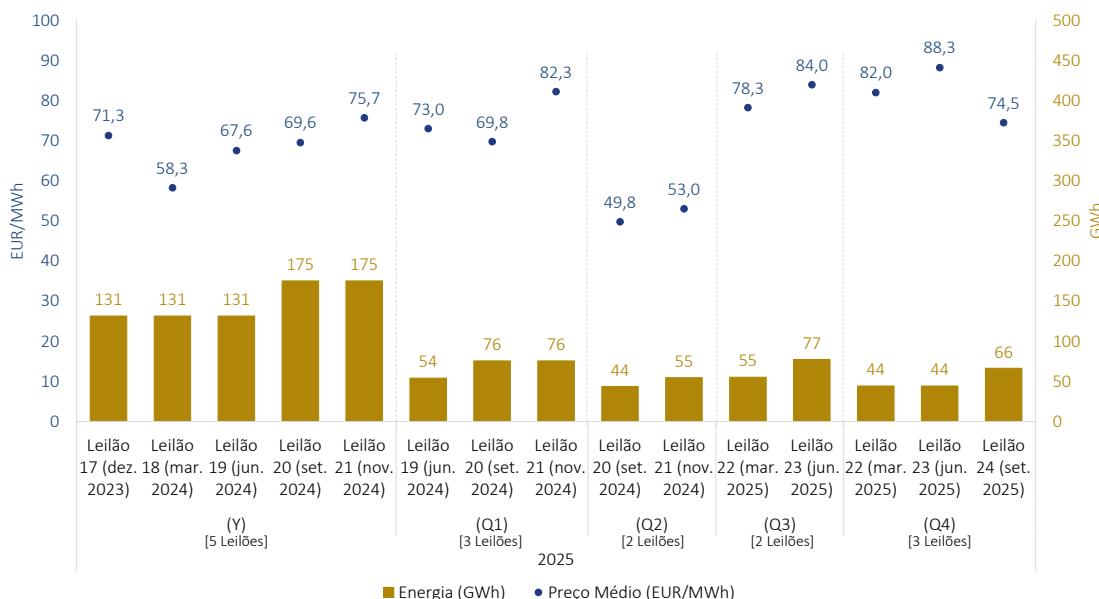


Nota: Produtos FPB: *Base Load* para Portugal; Produtos FTK: *Peak Load* para Espanha

Fonte: ERSE, OMIP

Para a determinação das previsões do custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR são também relevantes os resultados dos leilões para o seu aprovisionamento. Na Figura 3-17 são apresentados os resultados dos produtos adjudicados pelo CUR nos leilões com entrega no ano de 2025, realizados até à data, dos quais resulta um preço médio anual ponderado de 71,24 EUR/MWh (Quadro 3-7). Com os leilões já realizados, o aprovisionamento através de leilões representa cerca de 46% da estimativa para 2025 dos fornecimentos totais de energia pelo CUR nesse ano usada no cálculo tarifário de 2026.

Figura 3-17 - Leilões de aprovisionamento do CUR com produtos para entrega no ano t-1



Fonte: ERSE, OMIP

Quadro 3-7 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t-1 *

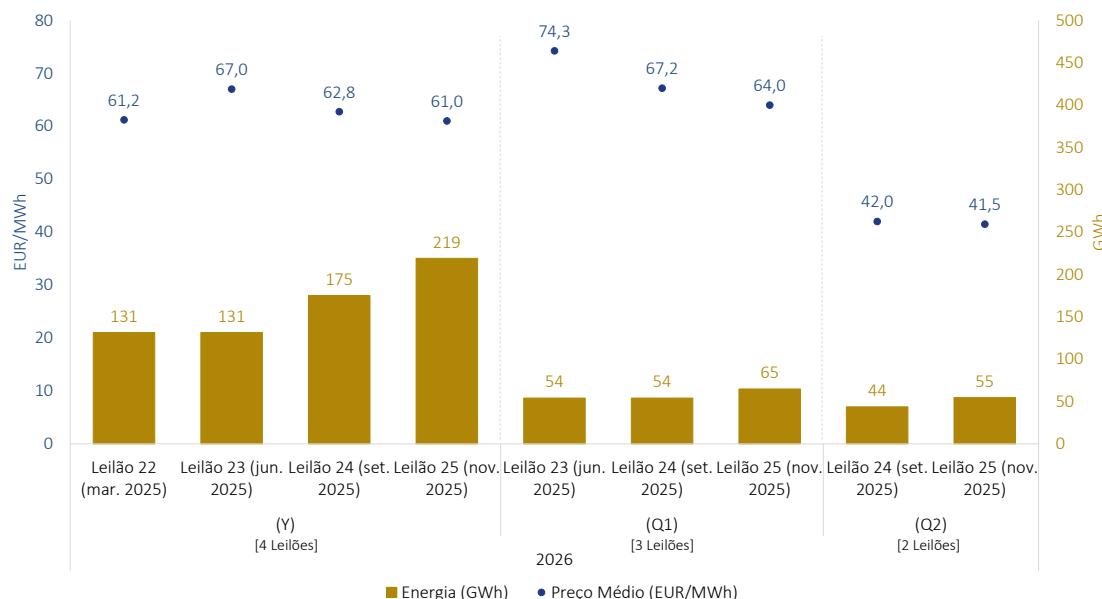
Tabela Resumo	2025 Q1-25	2025 Q2-25	2025 Q3-25	2025 Q4-25	2025E
Preço médio de fecho produtos trimestrais e produto Anual em leilão (EUR/MWh)	72,24	62,96	74,21	74,24	71,24
Total Energia equivalente colocada em leilão em produtos trimestrais + Anual para o CUR (MWh) (45,8% do total dos fornecimentos do CUR)	391 255	284 430	318 630	340 780	1 335 095
% de Energia equivalente colocada em leilão face total fornecimentos CUR	54%	39%	44%	47%	46%

Nota: *O produto anual está incluído nos respectivos trimestres do ano. O valor anual tem em conta os produtos trimestrais e o produto anual alocado em cada trimestre.

Fonte: ERSE, OMIP, REN

Na Figura 3-18 são apresentados os resultados dos produtos adjudicados pelo CUR nos leilões com entrega no ano de 2026, realizados até à data, dos quais resulta um preço médio anual ponderado de 61,51 EUR/MWh (Quadro 3-8). Com os leilões já realizados, o aprovisionamento através de leilões representa cerca de 31% da previsão para 2026 dos fornecimentos totais de energia pelo CUR usada no cálculo tarifário de 2026.

Figura 3-18 - Leilões de aprovisionamento do CUR com produtos para entrega no ano t



Fonte: ERSE, OMIP

Quadro 3-8 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t *

Tabela Resumo	2026 Q1-26	2026 Q2-26	2026 Q3-26	2026 Q4-26	2026
Preço médio de fecho produtos trimestrais e produto anual em leilão (EUR/MWh)	65,52	54,85	62,71	62,71	61,51
Total Energia equivalente colocada em leilão em produtos trimestrais + Anual para o CUR (MWh) (31,2% do total dos fornecimentos do CUR)	336 970	262 530	164 250	164 250	928 000
% de Energia equivalente colocada em leilão face total fornecimentos CUR	45%	35%	22%	22%	31%

Nota: * O produto anual está incluído nos respetivos trimestres do ano. O valor anual tem em conta os produtos trimestrais e o produto anual alocado em cada trimestre.

Fonte: ERSE, OMIP, REN

As previsões para o custo médio de aquisição do CUR consideram:

- i. os valores ocorridos e previstos dos preços de eletricidade (spot, futuros, leilões de aprovisionamento do CUR) disponíveis até 30 de novembro;
- ii. as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2025 e 2026, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP;

- iii. os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contração em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes no CUR, de produtos com entrega em 2025 e 2026.

Adicionalmente, foram considerados na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2025 e 2026: i) os custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR; ii) outros custos previstos³²; e iii) um prémio de risco, nos termos do artigo 125.º do RT, igual a zero.

O Quadro 3-9 apresenta os valores resultantes deste exercício tarifário para 2025 e 2026, comparando com os valores previstos para tarifas 2025.

Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes

		2024	2025P em T2025	2025E em T2026	2026P em T2026
A	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	63,44	73,41	65,89	59,11
B	Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	100,55	68,56	71,24	61,51
C	% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	51%	37%	46%	31%
D = Ax(1-C) + BxC	Custo médio unitário de aquisição de energia elétrica CUR com leilões (EUR/MWh)	82,52	71,62	68,34	59,86
E	Acerto CUR para preço de mercado base (EUR/MWh)	7,08	1,98	6,27	5,63
F = (A+E) x (1-C) + BxC	Preço médio de aquisição de energia elétrica CUR (Liq. de vendas e excl. acerto contas e serviços de sistema) (EUR/MWh)	85,96	72,88	71,74	63,73
G	Preço acerto de contas Gestor de Ofertas RNT (EUR/MWh)	1,15	1,60	0,86	0,77
H	Preço no mercado dos serviços do sistema (EUR/MWh)	7,61	5,66	13,85	13,34
I = Ex(1-C) + G + H	Acerto CUR para preço de mercado base e outros custos(EUR/MWh)	12,20	8,52	18,10	17,98
J = D + I	Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclusas todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	94,72	80,14	86,45	77,84

Nota: A média do preço médio de mercado é com base nos preços do mercado diário.

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, empresas reguladas, Bloomberg

³² Custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados, custos com serviços de sistema (incluindo o mecanismo de banda de mFRR) e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

4 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2026

4.1 PROVEITOS A RECUPERAR

O Quadro 4-1 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente.

Quadro 4-1 - Proveitos em 2026 por atividade no Continente

Quadros	Atividades	Proveitos por actividade (1)	Proveitos transferidos entre actividades / Pass through tarifário / Alisamentos / Outros* (2)	Proveitos permitidos a recuperar com as tarifas (3) = (1) + (2)	Tarifa social (4)	Unidade: Milhares de euros	
						(5) = (3) + (4)	
Quadro 5-1	REN Trading Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	102 102	-102 -102 (Proveito transferido GGS)	0 0		0 0	
Quadro 5-21	ADENE Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA)	980 980	-147 -147 (Proveito transferido GGS) -833 (Outros - Preço regulado)	0 0		0 0	
Quadro 5-22	OMIP Registo e contratação bilateral de energia (RCBE)	1 583 1 583	0 -1 583 (Proveito transferido GGS)	0 0		0 0	
Quadro 5-9	REN Gestão Global do Sistema (GGS)	685 279 314 617	1 832 147 (OLMCA) 102 (CVEEAC) 1 583 (RCBE) 0 (Aisamento)	687 111 316 449		687 111 316 449	
Quadro 5-16	Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	370 662		370 662		370 662	
Quadro 5-31	E-Redes Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	2 917 656 1 251 803	-687 111	2 230 545 1 251 803	-129 972	2 100 573 1 251 803	
Quadro 5-23	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 665 853	-687 111 (Pass through tarifário ORT TEE e UGS ORT)	978 742	-129 972	848 770	
Quadro 5-54	SU Eletricidade Agregador de Último Recurso (AUR) Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG)	1 761 129 1 185 639	-1 495 215 -1 184 404 (Proveito transferido CVAT, Incluindo alisamento)	265 914 0		265 914 0	
Quadro 5-61	Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC)	1 236	-1 236 (Proveito transferido CVAT)	0		0	
Quadro 5-44	Comercializador de Último Recurso (CUR) Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	575 489 310 108	-74 416 (Proveito transferido CVAT)	265 914 235 692		265 914 235 692	
Quadro 5-48	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	235 001	-235 001 (Pass through tarifário DEE + CVAT)	0		0	
Quadro 5-49	Comercialização	30 380	-158 (Proveito transferido CVAT)	30 222		30 222	
						3 183 570	-129 972
							3 053 598

Os mecanismos e metodologias que explicam a passagem de proveitos de cada atividade a proveitos a recuperar pelas tarifas encontram-se detalhados nos capítulos respetivos. De uma forma resumida, a coluna (1) apresenta os proveitos identificados nos quadros das respetivas atividades. Contudo, em muitos casos, esses proveitos não são diretamente recuperados em tarifas próprias por cada atividade ou entidade, pelo que têm de ser integrados nos proveitos a recuperar de outras atividades (por exemplo, a

atividade de compra e venda de energia elétrica da produção renovável e excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC), cujos proveitos são recuperados na atividade de compra e venda do acesso à rede de transporte (CVAT) da E-REDES, através da tarifa de UGS II ao nível do operador da rede de distribuição). Noutros casos, a passagem dos proveitos da coluna (1) para a coluna (5) é feita através de *pass through* tarifário: por exemplo, a atividade de CVAT da E-REDES incorpora na coluna (1) os proveitos das atividades da REN (TEE e GGS), porque fazem parte do montante faturado nas tarifas aplicadas pela E-REDES, mas esses proveitos são posteriormente faturados pela REN à E-REDES nas tarifas respetivas (que surgem na coluna (5)).

O Quadro 4-2 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas nas Regiões Autónomas.

Quadro 4-2 - Proveitos em 2026 por atividade nas Regiões Autónomas

		Unidade: Milhares de euros		
		Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Tarifas 2026 '(3) = (1) - (2)
Quadro 5-65	EDA Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.	268 996	123 139	145 857
		203 249	91 494	111 755
	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	56 540	29 114	27 426
Quadro 5-89	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	9 207	2 531	6 676
Quadro 5-98	EEM Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.	238 659	76 949	161 710
		177 461	54 918	122 543
	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	54 635	22 904	31 732
Quadro 5-122	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 562	-873	7 435
Total nas Regiões Autónomas		507 655	200 088	307 567

4.2 SÍNTSE DOS AJUSTAMENTOS DE 2024 E DE 2025

O modelo de regulação definido pela ERSE contempla ajustamentos a repercutir nas tarifas até dois anos de desfasamento, calculados com base em contas auditadas.

Os ajustamentos do ano civil t-2 resultam do diferencial entre os proveitos faturados pelos vários operadores regulados e os respetivos proveitos permitidos, calculados com base em valores reais. Os ajustamentos podem dever-se a diversos fatores:

- a) faturação inferior ou superior à prevista devido a fatores externos à atividade dos operadores;
- b) nível de atividade resultando em valores de custos com investimento e de proveitos permitidos associados aos gastos de exploração diferentes dos considerados nas previsões.

O RT estabelece que seja aplicado um *spread* para cada ano de cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos. As taxas de juro e os *spreads* aplicados a cada ano de ajustamento, bem como a respetiva justificação, encontram-se detalhados no ponto 3.1.

De seguida, apresentam-se os ajustamentos apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2026.

4.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2024

ATIVIDADES NO CONTINENTE

O Quadro 4-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos previstos para 2024, com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos definitivos, recalculados no ano 2025, com base em valores verificados em 2024.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2026 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2024 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos, recalculados em 2025 com base em valores verificados em 2024.

Os ajustamentos³³ de 2024 a refletir em 2026 são apresentados na coluna (9) do Quadro 4-3.

³³ Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

Quadro 4-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2024 a refletir em 2026, no continente

	Proveitos faturados em 2024	Proveitos de 2024, definidos em 2025	Desvio	Desvio actualizado para 2026	Ajustamento provisório calculado em Dez2024 atualizado para 2026	Acerca do CAPEX e interruptibilidade	Outros a)	Ajustamento a repercutir em 2026	Unidade: Milhares de euros
	(1)	(2)	(3) = (1)-(2)	(4) = (3) x (1+i+spread) x (1+i+spread)	(5)	(6)	(7)	(8) = (4) - (5) + (6) + (7)	
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	294 450	306 588	-12 137	-12 925	-12 927			2	
Proveitos permitidos à REN Trading*	294 450	306 588	-12 137	-12 925	-12 927	0	0	2	
Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 845	1 352	493	525				525	
Proveitos permitidos à ADENE	1 845	1 352	493	525	0	0	0	525	
Gestão Global do Sistema (GGS) Transporte de Energia Elétrica (TEE)	650 314 359 124	684 142 360 563	-33 829 -1 439	-36 024 -1 533	-453	-984 0		-36 556 -1 533	
Proveitos permitidos à REN	1 009 437	1 044 705	-35 268	-37 557	-453	-984	0	-38 089	
Compra e venda do acesso da rede de transporte (CVAT) Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 291 768 1 124 191	1 391 651 1 142 632	-99 883 -18 441	-106 366 -19 638	82 186			-24 181 -19 638	
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	2 415 959	2 534 283	-118 324	-126 004	82 186	0	0	-43 818	
Comercializador de Último Recurso (CUR) Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes (CVEE FC) Comercialização (C)	304 462 281 239 23 222	320 465 294 889 25 576	-16 003 -13 650 -2 354	-17 042 -14 536 -2 507	31 136 31 680 -544	0	0	-48 178 -46 216 -1 962	
Agregador de Último Recurso (AUR) Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG) Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC)	1 429 935 1 429 415 520	1 464 376 1 463 324 1 052	-34 441 -33 909 -532	-36 677 -36 110 -567	-118 930 -118 576 -354	0 2 824	2 824	85 077 85 290 -213	
Proveitos permitidos à EDP SU	1 734 397	1 784 841	-50 444	-53 719	-87 794	0	2 824	36 899	
Total no Continente				-215 680	-229 680	-18 987	-984	2 824	-44 481

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

* Até 19 de novembro de 2024 na REN Trading, desde então na REN

Nota: a) o valor de “Outros” considerado na CVEE PRG reflete um ajustamento extraordinário de 2022 associado às transferências do Windfloat, tal como explanado no ponto 5.7.1.3.

O ajustamento da CVAT inclui os ajustamentos das parcelas da UGS I, UGS II e URT (linhas D', G'' e I do Quadro 5-28) e o ajustamento das medidas de contenção tarifária apresentado no Quadro 5-26.

ATIVIDADES NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 4-4 sintetiza, para a EDA e para a EEM, a informação por atividade regulada, permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos para tarifas de 2024, com os proveitos de 2024 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2024 por aplicação das tarifas em vigor no continente em 2024. A diferença entre estas duas últimas rúbricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2024, a repercutir nas tarifas de 2026. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

Os ajustamentos³⁴ de 2024 a refletir em 2026, referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas, apresentam-se na coluna (9) do Quadro 4-4.

³⁴ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2026 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 4-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2024 a refletir em 2026, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas

							Unidade: Milhares de euros			
	Proveitos a proporcionar em 2024, definidos em 2023 (Tarifas 2024)	Proveitos recuperados em 2024, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2024	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios	Proveitos a proporcionar em 2024, definidos em 2026	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2026 (sem acerto provisório de custo de capital de t-1)	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamento a repercutir em 2026
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = (2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	226 276	109 543	119 684	0	0	223 747	1 635	7 578	-2 762	4 816
Distribuição de Energia Elétrica	46 557	23 965	23 276	0	0	44 569	0	2 845	-2 574	271
Comercialização de Energia Elétrica	7 487	4 021	3 565	0	0	7 380	0	219	-459	-240
Proveitos permitidos à EDA	280 320	137 529	146 526	0	0	275 697	1 635	10 642	-5 794	4 848
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	121 999	138 457	0	0	258 036	-756	1 773	-659	1 115
Distribuição de Energia Elétrica	52 831	28 045	25 619	0	0	51 651	0	2 144	-817	1 327
Comercialização de Energia Elétrica	6 000	4 504	1 550	0	0	6 160	0	-113	31	-82
Proveitos permitidos à EEM	321 083	154 549	165 627	0	0	315 847	-756	3 805	-1 445	2 360
Total nas Regiões Autónomas								-7 239	7 207	

4.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2025

ATIVIDADES NO CONTINENTE

O Quadro 4-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2025, a repercutir nas tarifas de 2026. Neste âmbito, estão contemplados os ajustamentos relativos à aquisição de energia em duas atividades associadas a entidades diferentes, que têm esta competência:

- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, do Agente Comercial.
- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida, do Agregador de Último Recurso.
- Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo.

Estão também contemplados os ajustamentos provisórios ao CAPEX, determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para 2025 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano, e outros ajustamentos específicos de algumas atividades, como o ajustamento das medidas de contenção que, a partir de 2024, é refletido ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, como detalhado no ponto 5.5.1.

Os ajustamentos referentes a 2025 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2026, com base em valores ocorridos e será incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2027.

Os ajustamentos provisórios³⁵ de 2025 a refletir em 2026, referentes às várias atividades reguladas encontram-se na coluna (7) do Quadro 4-5.

³⁵ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 4-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2025 a refletir em 2026, no continente

	Proveitos estimados a faturar em 2025	Proveitos estimados a proporcionar em 2025, definidos em 2025	Desvio	Desvio atualizado para 2026	Outros a)	Acerto do CAPEX atualizado para 2026	Ajustamento provisório a repercutir em 2026	Unidade: Milhares de euros
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)	(4) = (3) x (1+i+spread)	(5)	(6)	(7) = (4) + (5) + (6)	
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	11 972	11 742	230	236			236	
Proveitos permitidos à REN Trading	11 972	11 742	230	236	0	0	236	
Gestão Global do Sistema (GGS)					207	-192	15	
Proveitos permitidos à REN	0	0	0	0	207	-192	15	
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)					-17 499		-17 499	
Proveitos permitidos à E-REDES	0	0	0	0	-17 499	0	-17 499	
Comercializador de Último Recurso (CUR)	228 782	256 250	-27 468	-28 201		421	-27 780	
Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes (CVEE FC)	228 782	256 250	-27 468	-28 201			-28 201	
Comercialização (C)						421	421	
Agregador de Último Recurso (AUR)	1 294 891	1 325 929	-31 038	-31 866			-31 866	
Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG)	1 294 422	1 325 234	-30 812	-31 634			-31 634	
Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC)	469	695	-226	-232			-232	
Proveitos permitidos à SU Eleticidade	1 523 674	1 582 180	-58 506	-60 067	0	421	-59 646	
Total no Continente	1 535 645	1 593 921	-58 276	-59 831	-17 291	229	-76 893	

ATIVIDADES NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 4-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2025, para a EDA e para a EEM, determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2025. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2026, com base em valores ocorridos, e será incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2027.

Os ajustamentos provisórios³⁶ de 2025 a refletir em 2026, referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas estão explanados no Quadro 4-6.

**Quadro 4-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2025 a refletir em 2026,
nas atividades reguladas das Regiões Autónomas**

Unidade: Milhares de euros	
Acerto do CAPEX de 2025 atualizado para 2026 a repercutir em tarifas de 2026	
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	2 763
Distribuição de Energia Elétrica	106
Comercialização de Energia Elétrica	-169
Proveitos permitidos à EDA	2 700
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	681
Distribuição de Energia Elétrica	371
Comercialização de Energia Elétrica	-135
Proveitos permitidos à EEM	916
Total nas Regiões Autónomas	3 616

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

³⁶ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

5 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS

5.1 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (DIFERENCIAL DE CUSTO CAE)

A REN Trading, enquanto Agente Comercial, substituiu a REN – Rede Elétrica Nacional como gestora, por obrigações de separação de atividades, até ao respetivo termo, dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados³⁷, celebrados com a Turbogás (Central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro) e com a Tejo Energia (Central a carvão do Pego). No âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEL), a REN Trading adquiriu a energia elétrica produzida por estas centrais, incluindo os serviços de sistema disponibilizados nos termos dos respetivos CAE, e revendeu-a no mercado grossista.

Com o término do CAE da Turbogás, a 29 de março de 2024, cessaram as obrigações de separação impostas à REN Trading na decisão da ERSE sobre a certificação da REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A. (REN) como operador da rede de transporte de eletricidade³⁸. Ademais, a REN Trading não foi parte na solução transitória encontrada para o período de devolução da Central de Ciclo Combinado a Gás Natural da Tapada do Outeiro, nos termos do Despacho n.º 22/SEENC/2024³⁹, tendo deixado de desempenhar as funções de comercialização da eletricidade produzida na Central nos mercados de eletricidade, bem como de desempenhar funções relativas à execução do contrato de fornecimento de gás. Consequentemente, foi autorizada pelo Concedente a fusão por incorporação da REN Trading com a REN no dia 26 de setembro de 2024⁴⁰. Considerando a incorporação da REN Trading na REN, o Regulamento Tarifário foi alterado de forma a atribuir ao Gestor Global do Sistema os direitos e obrigações anteriormente imputáveis ao Agente Comercial, particularmente no que se refere aos ajustamentos tarifários e às participações nos painéis financeiros previstos nos CAE e demais tramitação processual, aplicando-se as disposições previstas no Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro.

³⁷ Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

³⁸ “Decisão sobre a certificação do operador da rede nacional de transporte de eletricidade e da rede nacional de transporte de gás natural”, de setembro de 2014, disponível em: <https://www.erne.pt/media/ynlp5dcz/decis%C3%A3o-certifica%C3%A7%C3%A3o.pdf>

³⁹ Esta solução transitória foi formalizada num Acordo assinado entre a REN e a Turbogás, conforme descrito em maior detalhe no capítulo dos proveitos permitidos do Gestor Global do Sistema (ponto 5.2.1).

⁴⁰ A fusão da REN Trading com a REN Elétrica, extinguindo-se a primeira por incorporação, é de 19 de novembro de 2024.

Assim, o artigo n.º 245 do RT em vigor permite a repercussão na tarifa de Uso Global do Sistema do diferencial de custo CAE, que consiste na diferença entre os encargos totais com a produção de energia adquirida: custos fixos (investimento na potência instalada) e custos variáveis (produção de energia), segundo a valorização parametrizada pelos CAE, e as receitas da sua venda em mercado, bem como os custos de funcionamento da atividade desempenhada pelo Agente Comercial aprovados pela ERSE.

Salienta-se, ainda, que a definição dos proveitos permitidos desta atividade para o ano de 2026, e à semelhança do ocorrido no ano anterior, sinaliza uma mudança significativa do paradigma do SEN, decorrente do término do último CAE não cessado no início de 2024. Consequentemente, a ausência de custos associados à gestão destes contratos conduz a uma redução substancial no montante a recuperar desta atividade quando comparado com o período anterior a 2024, como se verificará mais adiante neste capítulo.

5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 108.º do Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro⁴¹. O Quadro 5-1 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos proveitos permitidos e proveitos a recuperar de 2026, incluindo os valores repercutidos nas tarifas de 2025.

⁴¹ Conforme estabelecido na disposição transitória do artigo 245.º do RT em vigor.

Quadro 5-1 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica

		Unidade 10 ³ EUR		
		Tarifas 2025 (1)	Tarifas 2026 (2)	Variação (%) [(2)-(1)]/(1)
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	500	0	-100,00%
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	500	0	
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	0	0	
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	0	0	
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	26	340	1217,39%
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	0	340	
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	24	0	
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e comparticipações	25	0	
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	5,23%	6,12%	
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-12 591	236	-98,12%
D	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	1 145	2	-99,86%
E = A + B - C - D	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	11 972	102	-99,15%
F	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	0	0	
G = E + F	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	11 972	102	-99,15%

CUSTOS DE FUNCIONAMENTO

Considerando a fusão da REN Trading com a REN Eléctrica mencionada anteriormente, a ERSE decidiu aceitar em sede de previsão 2026 apenas os custos associados aos painéis financeiros previstos nos CAE, frutos da crescente litigância por parte das duas centrais referente à Tarifa Social, ISP e taxa de carbono, e CESE. Salienta-se, todavia, que estes serão reavaliados pela ERSE aquando da definição do ajustamento desse ano.

5.1.2 AJUSTAMENTOS

5.1.2.1 AJUSTAMENTO EM 2024 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

De acordo com o n.º 7 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial, em 2024, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, são ajustados pela diferença entre a média ponderada dos valores definidos para as tarifas de 2024 ,em dezembro de 2023 e maio de 2024, e o montante aceite.

O Quadro 5-2 reflete os valores acima mencionados. Tal como já foi referido anteriormente, o CAE da Turbogás cessou a 29 de março de 2024, pelo que as rubricas de custo associadas ao contrato apenas dizem respeito à gestão da central até essa data. O ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial em 2024 a repercutir nas tarifas de 2026 é positivo, o que significa um valor a devolver pela empresa.

**Quadro 5-2 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE
do Agente Comercial em 2024**

		Unidade 10 ³ EUR	
	2024	2024 Tarifas (Dez2023) (1)	2024 Tarifas (Maio2024) (1')
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	114 635	143 366
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	341	0
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	48 780	93 691
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 052	500
5	Ajustamento t-1	-276 359	-277 759
6	Ajustamento t-2	37 021	37 021
A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 6	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	306 588	290 913
B = A Dez2023 * 5/12 + A Maio2024 * 7/12	Sobrecusto recuperado pela GGS	294 450	
C = (B - A) * (1 + i_{t-2}) * (1 + i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-12 925	
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	-12 591	
E = (D*5/12+D*7/12) * (1+ i_{t-1})	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t	-12 927	
i _{t-2} i _{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-2 acrescida de spread Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de spread	3,724% 2,668%	
F	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	0	
G = C - E + F * (1 + i_{t-2}) * (1 + i_{t-1})	Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t	2	

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2024, ano t-2.

ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO

O Quadro 5-3 compara o valor do diferencial de custo do Agente Comercial previsto nas tarifas de 2024, quer em dezembro de 2023 quer em maio de 2024, com o valor real ocorrido nesse ano.

Quadro 5-3 - Desvios em 2024 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

		2024 Tarifas (Dez2023) (1)	2024 Tarifas (Maio2024) (1')	2024 Verificado (2)	[(2)- (1)]/(1) %	[(2)- (1')]/(1') %
Unidade: 10 ³ EUR						
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(1b)	Turbogás	37 243	37 243	36 759	-1%	-1%
(1)=(1a)+(1b)	Total	37 243	37 243	36 759	-1%	-1%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(2b)	Turbogás	73 121	42 735	58 827	-20%	38%
(2)=(2a)+(2b)	Total	73 121	42 735	58 827	-20%	38%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(3b)	Turbogás	28 282	15 917	18 120	-36%	14%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	-11	-	-
(3d)	Licenças - Outras			0	-	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	28 282	15 917	18 109	-36%	14%
Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços						
(4a)	Tejo Energia	0	0	-	-	-
(4b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(4)=(4a)+(4b)	Total	0	0	0	-	-
Receitas sem serviços de sistema						
(5a)	Tejo Energia	0	0	-58	-	-
(5b)	Turbogás	93 391	48 769	41 513	-55%	-15%
(5)=(5a)+(5b)	Total	93 391	48 769	41 513	-56%	-15%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	300	300	6 477	2059%	2059%
(6)=(6a)+(6b)	Total	300	300	6 477	2059%	2059%
Saldo VPP						
(7a)	Tejo Energia			-	-	-
(7b)	Turbogás			-	-	-
(7)=(7a)+(7b)	Total	0	0	0	-	-
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE						
(8a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(8b)	Turbogás	0	0	341	-	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	341	-	-
Outros Custos						
(9a)	Tejo Energia	1 500	1 500	62	-96%	-96%
(9b)	Turbogás	3 220	9 813	88	-97%	-99%
(9)=(9a)+(9b)	Total	4 720	11 313	150	-97%	-99%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	1 500	1 500	120	-92%	-92%
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	48 175	56 638	66 088	37%	17%
(10c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	-11	-	-
(10d)=(3d)	Licenças - Outras			0	-	-
(9)=(9a)+(9b)+(9c)+(9d)	Total	49 675	58 138	66 197	33%	14%

Verifica-se que o diferencial de custos com os CAE em 2024 foi superior ao previsto para as tarifas de 2024 em dezembro de 2023 e em maio de 2024.

ANÁLISE DO ENCARGO DE ENERGIA E DAS RECEITAS DE MERCADO

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

O Quadro 5-4 mostra que a quantidade de energia elétrica produzida pela central da Turbogás durante o primeiro trimestre de 2024 foi superior ao previsto em dezembro de 2023 para as Tarifas de 2024. No entanto, verifica-se que estas quantidades foram corrigidas aquando da definição das tarifas extraordinárias de 2024, em maio desse ano.

Quadro 5-4 - Desvios em 2024 da produção da centrais com CAE

	Unidade: GWh				
	Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Verificado 2024 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
Turbogás	940	718	718	-23,6%	0,0%

Como se pode verificar no Quadro 5-5, os custos variáveis unitários de produção da Turbogás em 2024 foram superiores ao previsto para as tarifas de 2024 em dezembro de 2023 e para a fixação excepcional das tarifas de 2024 em maio de 2024. Este aumento resulta, essencialmente, dos custos relativos à ativação da cláusula de *pay* prevista no AGC⁴², de cerca de 6,6 milhões de euros. Uma vez que os preços de energia elétrica nos mercados grossistas durante o início de 2024 foram, por vezes, inferiores ao custo unitário das licenças para emissão de CO₂, o não consumo das quantidades mínimas de gás previstas na QAC, e a consequente ativação desta cláusula, terá permitido uma poupança para o SEN, motivo pelo qual a ERSE decidiu aceitar estes encargos no diferencial de custo com a central da Turbogás.

Quadro 5-5 - Desvios em 2023 do custo variável unitário de produção (sem CO₂) das centrais com CAE

	Unidade: EUR/MWh				
	Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Verificado 2024 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
Turbogás	77,8	59,5	81,9	5,3%	37,7%

⁴² O Acordo de Gestão de Consumo (AGC) é um contrato com cláusulas do tipo *take-or-pay*, celebrado entre a REN Trading e a GALP, ao abrigo do qual a REN Trading tem obrigação de consumir de quantidades mínimas de gás natural na central da Turbogás, em horizontes temporais distintos, em particular no horizonte anual para o qual se encontra definida a QAC.

Por outro lado, os encargos unitários com a aquisição de licenças para emissão de CO₂ da Turbogás foram inferiores ao previsto em dezembro de 2023 para tarifas de 2024, mas superiores ao estimado em maio de 2024, como se pode atentar no Quadro 5-6.

Quadro 5-6 - Desvios em 2024 dos encargos unitários com licenças de CO₂ das centrais com CAE

	Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Verificado 2024 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
Turbogás	30,1	22,2	25,2	-16,2%	13,8%

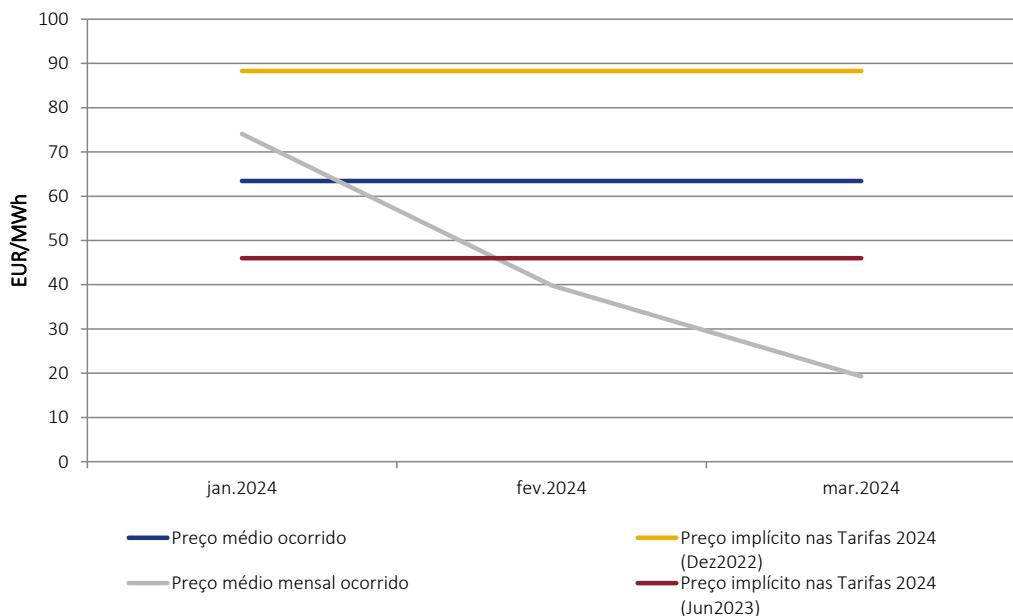
O Quadro 5-7 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária na central da Turbogás.

Quadro 5-7 - Desvios em 2024 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE

	Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Verificado 2024 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
Turbogás	99,7	68,3	66,9	-32,9%	-2,1%

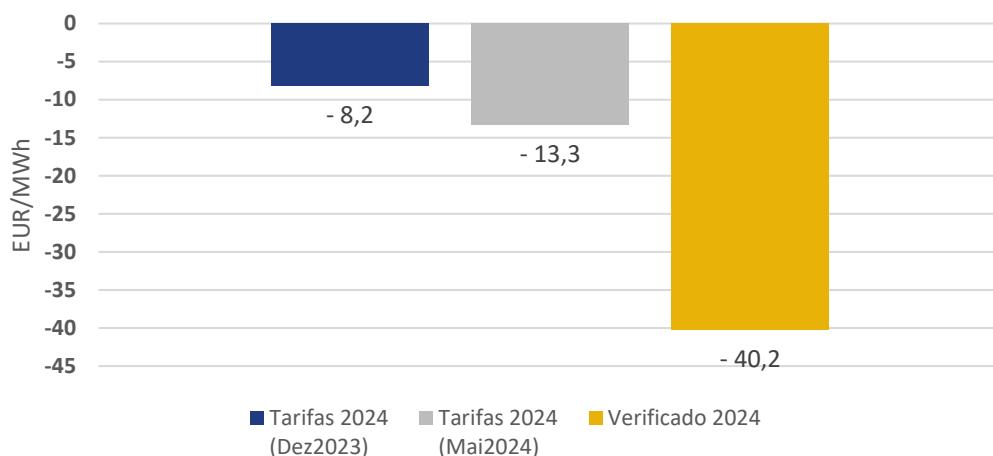
Devido ao preço de mercado ter sido, durante o primeiro trimestre de 2024, bastante inferior ao preço médio anual previsto em dezembro de 2023 e em maio de 2024, como se pode observar na Figura 5-1, a receita unitária da Turbogás diminuiu bastante relativamente ao previsto no processo tarifário de 2024.

Figura 5-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português



A descida em simultâneo da receita unitária e dos custos unitários desta central levou a um decréscimo do *mark-up* ocorrido no ano de 2024 bastante acentuado comparativamente com os implícitos nas tarifas de 2024, definidas em dezembro de 2023 e em maio de 2024, como mostra a Figura 5-2.

Figura 5-2 - Desvio do *mark-up* da central da Turbogás previsto para 2024 face ao ocorrido



ANÁLISE DO ENCARGO DE POTÊNCIA

O encargo de potência é uma das principais componentes do custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE. Esta rubrica de custos está relacionada com o valor do investimento efetuado nas centrais, não variando com a produção de energia elétrica, mas sim com a disponibilidade verificada das centrais e com a evolução das variáveis monetárias e macroeconómicas necessárias à sua determinação, de acordo com o previsto nos próprios CAE. O valor do encargo de potência verificado em 2024 na central da Turbogás foi semelhante ao previsto em tarifas de 2024.

CUSTOS DE FUNCIONAMENTO

Em 2024 uma parte significativa da atividade do Agente Comercial, relacionada com a compra e venda de energia elétrica às centrais com CAE, terminou com o cessar do contrato da central da Turbogás a 29 de março desse ano. Considerando a fusão da REN Trading com a REN Elétrica referida anteriormente, a ERSE decidiu aceitar os custos de funcionamento apresentados pela empresa.

5.1.2.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2025 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

O cálculo do desvio provisório de 2025 é calculado de acordo com o ponto 7 do artigo 108.º do Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, retificado pela Declaração de Retificação n.º 159/2025/2, de 12 de fevereiro, e é apresentado no Quadro 5-8.

Tal como já foi referido anteriormente, o CAE da Turbogás cessou a 29 de março de 2024 e a consequente fusão da REN Trading com a REN Elétrica levou a uma diminuição bastante acentuada nos custos desta atividade. Estes custos cingem-se, desde o segundo trimestre de 2024, à participação nos painéis financeiros estabelecidos no âmbito dos CAE e ao pagamento/recebimento dos ajustamentos tarifários. Este facto já tinha sido considerado pela ERSE em sede previsional para tarifas de 2025, pelo que, e conforme se pode verificar no quadro infra, o ajustamento provisório de 2025 é reduzido e de sinal positivo, o que significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 5-8 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2025

		Unidade 10 ³ EUR 2025
1	Proveitos permitidos definidos em t-1	11 972
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsional	0
3	Ajustamento t-1	-12 591
4	Ajustamento t-2	1 145
5	Custos de funcionamento	296
A = 1 - (2-3-4+5)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	230
i _{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de spread	2,668%
B = A * (1+i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	236

CUSTOS DE FUNCIONAMENTO

Considerando a fusão da REN Trading com a REN Eléctrica mencionada anteriormente, a ERSE decidiu aceitar em sede de estimativa para 2025, e à semelhança do efetuado para 2026, apenas os custos de funcionamento associados aos painéis financeiros previstos nos CAE reportados pela empresa no âmbito do processo de definição das tarifas para 2026.

5.2 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

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

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2026, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para este ano.

5.2.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

Os proveitos permitidos da atividade de GGS resultam dos custos relacionados com a gestão do sistema e dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral, também conhecidos pelo acrônimo CIEG.

Relativamente à metodologia de regulação aplicada, desde 2018, a atividade de GGS, na vertente de custos relacionados com a gestão do sistema, foi regulada por incentivos, do tipo *revenue cap*, com incidência no

OPEX⁴³, aplicando-se uma regulação por custos aceites no CAPEX⁴⁴. Para o período de regulação que se iniciou em 2022 foram mantidas as metodologias de regulação⁴⁵. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos ao nível do OPEX, através da revisão da base de custos⁴⁶.

Como referido no ponto 1, a revisão do RT ocorrida em 2025⁴⁷, introduziu uma série de alterações na forma de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de GGS da entidade concessionária da RNT ORT, que se destacam nos pontos seguintes:

- Introdução da atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia (RCBE), realizada pelo OMIP. Os proveitos da atividade de RCBE, podem ser recuperados supletivamente através da parcela I da tarifa UGS ao nível da atividade de GGS, como detalhado no ponto 5.4.
- Introdução, na componente de CIEG dos proveitos a recuperar da atividade de GGS, de uma parcela para a repercussão de montantes decorrentes das modalidades de remuneração de produtores com capacidade de ligação à rede atribuída nos leilões de fotovoltaica, designadamente resultantes de prémios variáveis por diferenças e compensações fixas ao SEN.
- Introdução da possibilidade de a repercussão de ajustamentos provisórios (ano t-1) nas atividades com volatilidade de proveitos, que recuperam CIEG ou custos de energia, ser condicionada por objetivos de estabilidade tarifária, possibilitando a retenção do lado das empresas de ajustamentos de t-1 a devolver ao sistema, quando os mesmos ainda não são definitivos. Esta alteração, que se aplica também à atividade de GGS, apenas produzirá efeitos a partir do exercício tarifário de 2027.
- Introdução de um novo incentivo específico, o Incentivo à Melhoria do Desempenho Técnico da atividade de GGS (IMD GGS), repercutido em sede de ajustamentos de t-2.

No período de regulação que se inicia em 2026 a base de custos sujeita a metas de eficiência da atividade de GGS passa a incorporar apenas os custos controláveis, incluindo alguns custos com plataformas europeias e outras obrigações regulamentares⁴⁸. Os restantes custos não controláveis passam a ser

⁴³ *Operational Expenditure*, que corresponde aos gastos operacionais deduzidos das amortizações.

⁴⁴ *Capital Expenditure*, que corresponde aos custos com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

⁴⁵ No processo que decorreu da [Consulta Pública n.º 101](#).

⁴⁶ A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de GGS encontra-se no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)».

⁴⁷ Enquadradada pela [Consulta Pública n.º 113](#).

⁴⁸ Nomeadamente, os custos com a participação da REN na ENTSO-E e decorrentes da aplicação do Regulamento do Autoconsumo.

reconhecidos na parcela de custos não sujeitos a metas de eficiência, refletindo-se, no ano de tarifas t, uma percentagem do respetivo valor estimado, cuja aceitação em definitivo será apenas validada em sede de ajustamentos, com base em informação real e auditada, após uma análise casuística por parte da ERSE.

Todas estas alterações têm efeito nos parâmetros e podem ser consultadas no documento “Parâmetros de regulação para o período 2026-2029”.

Estas alterações, sempre que aplicáveis, estão evidenciadas nos quadros de proveitos permitidos.

5.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de GGS é dado pelas expressões estabelecidas nos Artigos 113.º a 115.º do RT em vigor e encontra-se calculado no Quadro 5-9.

Quadro 5-9 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2025P em T2025	2026P em T2026	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
A = 1 + 2 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 - 12	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	46 463	55 911	20,3%
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	19 474	20 604	
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	10 519	13 264	
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 603	9 270	
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	54 951	61 423	
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	5,23%	6,19%	
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	959	-192	
7	Custo com a ERSE	8 781	9 437	
8	Transferência para a Autoridade da Concorrência	528	578	
9	Parcela dos proveitos permitidos do OLMCA prevista recuperar pela UGSI	744	147	
10	Parcela dos proveitos permitidos da atividade de RCBE prevista recuperar pela UGSI		1 583	
11	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 650	6 479	
12	Ajustamento do ano t-2 dos custos da gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-3 767	-3 819	
B = 1' + 5' -6' + 7' + 14' + 15' + 16' + 17' + 18' + 19' + 20' + 21' - 22'	Custos (C/ ajustamentos) decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a recuperar pela aplicação da tarifa de UGS do ORT	253 467	260 539	2,8%
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Défice tarifário RAA+RAM (incluir dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	183 653	199 881	
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	105 486	123 139	
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	77 726	76 949	
4'	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-441	207	
5'	Proveitos a recuperar pela atividade de CVEEC do AC	11 972	102	
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	0	0	
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	11 072	11 032	
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	10 583	10 545	
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%	
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e comparticipações	151 070	140 506	
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	10 583	10 545	
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	489	487	
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	489	487	
14'	Compensações pagas ao SEN no âmbito dos leilões de fotovoltaica		-10 098	
15'	Contratos por Diferença a refletir no SEN no âmbito dos leilões de fotovoltaica	0	0	
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	29 927	2 641	
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPPEC)	0	0	
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	-230	17	
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	15 581	24 227	
21'	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos CIEG da GGS do ORT	0	0	
22'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-1 491	-32 738	
C = A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	299 929	316 449	6%
D = (A - 9) + (B - 5' + 6' - 19'	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	287 213	314 617	9,5%
E	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	959	-192	
F	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	0	0	
G	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-3 767	-3 819	
H	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-441	207	
I	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-1 491	-32 738	
J = D + E + F + G + H + I	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	282 503	278 077	-1,6%

Fonte: ERSE, REN

Como se pode observar do quadro anterior, verifica-se um aumento dos proveitos a recuperar pela atividade de GGS, face ao valor de Tarifas de 2025. Este incremento deve-se, sobretudo, aos seguintes fatores: (i) aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, devido ao incremento dos respetivos proveitos permitidos (linha 1', detalhado nos pontos 5.8 e 0; (ii) definição de novos parâmetros para o período de regulação que se inicia em 2026⁴⁹, designadamente a base de custos (linha 1) e a taxa de remuneração (linha 5); (iii) reconhecimento dos proveitos da atividade de RCBE (linha 10, detalhado no ponto 5.4.2); e (iv) aumento da parcela de custos não contemplados no âmbito das metas de eficiência (linha 11), uma vez que, no período de regulação 2026-2029 se passam a reconhecer, a título previsional, uma parte dos custos não controláveis da atividade de GGS. No sentido inverso, a contribuir para a redução de proveitos, destaca-se a diminuição dos proveitos a recuperar pela atividade de CVEEAC do AC (linha 5'), e a devolução ao SEN das compensações estimadas pagar no âmbito dos leilões de fotovoltaica (linha 14').

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

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

Para o período de regulação que se inicia em 2026, tendo em conta a metodologia de regulação a aplicar à atividade de GGS, procedeu-se à definição dos respetivos parâmetros, designadamente a nova base de custos de exploração e as metas de eficiência a aplicar. Desta forma os valores dos custos de exploração (linha 1 do Quadro 5-9) resultam da análise e das definições plasmadas no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026-2029».

MONTANTES A REPERCUTIR NAS TARIFAS, NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

O montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência a partir de 2018, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de eficiência. A aceitação destes custos está justificada no documento «[Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020](#)», de dezembro de 2017. Para 2026, o valor a considerar de perdas atuariais para a

⁴⁹ Detalhado no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026-2029»

atividade de GGS é de 2,772 milhões de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos⁵⁰.

Nesta parcela reconhece-se também, a título previsional, 75% do valor previsto pela REN relativo a custos não controláveis da atividade de GGS (designadamente custos com plataformas europeias), no valor de 3 707 milhares de euros.

5.2.1.1.2 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E INTERESSE ECONÓMICO GERAL

PARCELA ASSOCIADA AOS TERRENOS HÍDRICOS

A Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, procedeu à alteração da Portaria n.º 96/2004, de 23 de janeiro, alterada pelas Portarias n.ºs 481/2007, de 19 de abril, e 542/2010, de 21 de julho, estabelecendo novas regras para a remuneração anual dos terrenos que integram o domínio público hídrico e que estão afetos à entidade concessionária da RNT de eletricidade, nos termos dos respetivos contratos de concessão de domínio público hídrico. De acordo com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, “tendo em vista a redução dos custos gerais do sistema em benefício de todos os consumidores de eletricidade, no quadro das medidas que se têm vindo a adotar com vista a garantir a sustentabilidade do SEN”, a remuneração anual dos referidos terrenos que integram o domínio público hídrico e se mantêm afetos à concessionária da RNT passou a ser calculada tendo por base uma taxa associada à classificação atribuída ao desempenho auditado da entidade concessionária da RNT, determinando-se a emissão de um relatório sobre o grau de desempenho da entidade concessionária da RNT pela comissão de auditoria prevista no artigo 23.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, aditado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e o envio desse relatório à ERSE.

Esta Comissão, cuja promoção cabe à Direção-Geral de Energia e Geologia, produziu o seu último relatório em 2015. Não havendo atualmente elementos que permitam aplicar as regras fixadas pela Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, para a remuneração anual dos referidos terrenos, considerou-se para o cálculo das tarifas de 2026, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos de 2024, uma taxa de remuneração dos terrenos igual a 0%.

⁵⁰ Tendo em conta o tempo médio de serviço futuro da população ativa, de acordo com os resultados da avaliação atuarial reportada a 31/12/2015, num procedimento similar à aplicação do método do “corredor”.

CUSTOS COM A CONCESSIONÁRIA DA ZONA PILOTO

A Enondas – Energia das Ondas, S.A. (Enondas) foi constituída para a exploração das águas territoriais Portuguesas em Zona Piloto destinada à produção de energia das ondas, nos termos do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, com as alterações que lhe foram introduzidas pelo Decreto-Lei n.º 15/2012, de 23 de janeiro. O respetivo contrato de concessão foi celebrado nos termos da minuta aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de junho.

De acordo com o n.º 1 da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, «é garantido à Concessionária a remuneração adequada da Concessão, nas condições de uma gestão eficiente, nos termos da presente cláusula, através do reconhecimento dos custos de investimento e dos custos de operação e de manutenção, desde que aprovados previamente pelo membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer vinculativo da ERSE». Neste âmbito, nos termos do n.º 2 da mesma Cláusula, é reconhecido à Enondas o direito à:

- recuperação, em base anual, no ano subsequente ao ano em causa, através dos custos de uso global do sistema elétrico nacional, dos custos com capital designadamente:
 - remuneração do ativo afeto não financiado por subsídios, durante o período de amortização do mesmo, líquido de amortizações e subsídios, de acordo com uma taxa equivalente à taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos aplicada ao custo de capital para novos investimentos afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, nos termos estabelecidos no RT, publicado pela ERSE;
 - as amortizações anuais do ativo bruto afeto à Concessão;
- recuperação, em base anual, no ano subsequente ao ano em causa, dos custos de manutenção das infraestruturas comuns da Zona Piloto, dos custos decorrentes de seguros de responsabilidade civil ou de outros seguros para cobertura dos riscos afetos a estas infraestruturas e das taxas devidas pela exploração da Zona Piloto. Estes custos foram sendo capitalizados durante a fase de projeto, integrando, assim, a base de ativos a remunerar.

O n.º 3 da cláusula 17.ª do contrato de concessão estabelece que todos os demais custos são suportados pela Concessionária e cobertos através das receitas da Concessão.

De acordo com a legislação em vigor, designadamente do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, do Decreto-Lei n.º 5/2008, de 8 de janeiro, e do Decreto-Lei n.º 238/2008, de 15 de dezembro, todos na sua

redação atual, a Enondas é uma empresa regulada pela ERSE e tem os seus custos recuperados para efeitos de regulação ao nível da atividade de Uso Global do Sistema.

No desempenho das suas competências legais e estatutárias de regulação do setor do elétrico, a ERSE realizou, no dia 6 de novembro de 2024, uma ação de fiscalização presencial à Enondas. Dessa ação concluiu-se que, desde 2016, a Enondas não cumpriu o n.º 1 da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, ou seja, não obteve aprovação dos seus orçamentos por parte do Concedente. Acresce que, da referida ação, verificou-se também a alocação de custos não adequados à atividade desenvolvida pela Enondas.

Assim, no exercício tarifário de 2025 a ERSE decidiu que não dispunha de fundamento, nem legitimidade, para o reconhecimento de custos não aprovados pelo Concedente, pelo que deduziu aos proveitos permitidos da Enondas os montantes correspondentes ao CAPEX decorrente dos custos que a ERSE considerou que foram indevidamente suportados nos cinco anos anteriores. A fundamentação e os detalhes desta decisão encontram-se no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico](#)»

Não tendo a ERSE conhecimento de nenhuma aprovação pelo Concedente dos orçamentos da Enondas, nem tendo recebido qualquer pedido de parecer nesse sentido, mantém-se a decisão de não se reconhecer, nos proveitos permitidos da Enondas, o CAPEX decorrente de custos operacionais capitalizados desde 2018.

O Quadro 5-10 apresenta o cálculo dos proveitos da Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema, bem como o ajustamento aos proveitos permitidos de 2024.

Quadro 5-10 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

		Unidade: 10³ EUR			
		Tarifas 2024	2024	Tarifas 2025	Tarifas 2026
A = 1 + 2 * 3	Custos com capital	291	193	161	120
1	Amortização dos ativos líquidos de comparticipações	234	174	151	117
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de com participações e de amortizações	1 075	361	198	59
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	5,27%	5,27%	5,23%	5,21%
B	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.º do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	1	0	0
C	Recéitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.º do Contrato de Concessão, no ano t-2	0	0	0	0
D	Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-43	-43	391	103
E = A + B - C - D	Custos com a concessionária da Zona Piloto	334	237	-230	17
F = E - D	Recuperado via UGS	334			
G = F - E	Desvio do ano	97			
I_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-1$ + spread			2,668%	
I_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-2$ + spread			3,724%	
$H=G(1+I_{t-2})(1+I_{t-1})$	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos			103	

Fonte: ERSE, REN

CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência, enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, foi revogado pela Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, com efeito nos incentivos referentes ao ano de 2020. Ao abrigo do regime transitório definido no artigo 2.º desta Portaria⁵¹, o direito ao incentivo à garantia de potência mantém-se nos termos da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, para os centros electroprodutores em que tal incentivo esteja contratualmente assegurado. Estão nestas circunstâncias as centrais da Daivões, Gouvães e Alto Tâmega, pertencentes à Iberdrola.

Relativamente às centrais de Daivões e Gouvães, que já foram reconhecidas como elegíveis para receber o incentivo, a ERSE emitiu, em abril de 2025, o parecer previsto no artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, respeitante aos incentivos de 2023 e 2024. Ao abrigo do mesmo artigo, emitiu parecer em maio de 2025, respeitante ao incentivo de 2025. Os incentivos respeitantes a 2023 e 2024 foram homologados através do Despacho n.º 342/MAEN/2025 e o incentivo referente a 2025 foi homologado pelo Despacho n.º 341/MAEN/2025, ambos exarados a 14 de outubro pela Ministra do Ambiente e Energia.

No que respeita ao ano de 2023, foi detetada a necessidade de retificar o montante da central de Gouvães, para que considere corretamente a ponderação temporal entre a potência instalada líquida e a potência

⁵¹ Na redação dada pela Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro.

média ativa disponível no primeiro ano completo de atribuição do incentivo, de acordo com o definido na alínea b), n.º 3 do artigo 15.º da Portaria n.º 251/2012. Tendo sido emitido um Despacho de aprovação dos montantes do incentivo à garantia de potência⁵² com valores que não são os finais, a ERSE emitiu um parecer retificativo a 27 de novembro de 2025, que aguarda ainda homologação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia. A retificação agora efetuada resulta numa alteração do incentivo da central de Gouvães em 2023 de 10,164 milhões de euros para 9,910 milhões de euros.

Uma vez que o montante de 2023 do incentivo à garantia de potência das centrais de Daivões e Gouvães foi repercutido provisoriamente nas tarifas de 2025, com um valor igual ao da homologação pelo Despacho n.º 342/MAEN/2025, procede-se no exercício tarifário de 2026 ao ajustamento nos proveitos do GGS que resulta da retificação acima mencionada.

Para além desta retificação ao montante de 2023, no presente exercício tarifário, foram repercutidos os montantes de 2024 e 2025, acrescidos dos juros previstos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012. Em concreto, os montantes a repercutir em 2026 de incentivos das centrais de Daivões e Gouvães são:

- 0,254 milhões de euros, referentes a 2023, a devolver pelo GGS, acrescidos de juros tendo por referência o exercício tarifário de 2024⁵³, bem como dos juros tarifários de 2025 para 2026 aplicáveis no ajustamento destes montantes efetuado nos proveitos do GGS de 2026;
- 11,3 milhões de euros, referentes a 2024, acrescidos de juros tendo por referência o exercício tarifário de 2025⁵⁴, num total de 11,7 milhões de euros;
- 11,3 milhões de euros, referentes a 2025, acrescidos de juros tendo por referência o exercício tarifário de 2026⁵⁵, num total de 11,6 milhões de euros.

⁵² Despacho n.º 342/MAEN/2025.

⁵³ Taxa determinada pela média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano a que o incentivo se reporta (2023), acrescida do spread aplicável nesse ano nos termos do Regulamento Tarifário. A taxa obtida é igual à usada no cálculo dos ajustamentos dos proveitos referentes ao ano t-1 considerada no cálculo tarifário de 2024 (4,378%).

⁵⁴ Taxa determinada pela média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano a que o incentivo se reporta (2024), acrescida do spread aplicável nesse ano nos termos do Regulamento Tarifário. A taxa obtida é igual à usada no cálculo dos ajustamentos dos proveitos referentes ao ano t-1 que foi usada no cálculo tarifário de 2025 (3,835%).

⁵⁵ Taxa determinada pela média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano a que o incentivo se reporta (2025), acrescida do spread aplicável nesse ano nos termos do Regulamento Tarifário. A taxa obtida é igual à usada no cálculo dos ajustamentos dos proveitos referentes ao ano t-1 que foi usada no cálculo tarifário de 2026 (2,668%).

Tendo sido obtida a homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, os montantes dos incentivos de 2023, 2024 e 2025 devem ser transferidos por parte do Gestor Global do Sistema à Iberdrola.

Relativamente ao reconhecimento de elegibilidade da central de Alto Tâmega para receber o incentivo à garantia de potência e a aprovação do montante do incentivo para o primeiro ano (2024), a ERSE emitiu em abril de 2025 o parecer previsto n.º 2 do artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. O montante do incentivo para 2024 (1,173 milhões de euros) foi homologado através do Despacho n.º 340/MAEN/2025, de 14 de outubro, e foi repercutido nos proveitos da atividade de GGS, acrescido dos juros previstos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, tendo por referência o exercício tarifário de 2025, num total de 1,218 milhões de euros.

Face ao exposto, os proveitos de 2026 da atividade de GGS consideram a repercussão de 24,2 milhões de euros na parcela de custos com mecanismos de capacidade, que dizem respeito aos incentivos à garantia de potência das centrais de Alto Tâmega (2024), Daivões (2024 e 2025) e Gouvaes (acerto de 2023, 2024 e 2025).

CUSTOS COM A REMUNERAÇÃO DA RESERVA DE SEGURANÇA DO SEN

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação atual, prevê a existência de mecanismos de capacidade que permitam ao gestor global do SEN garantir a segurança do abastecimento e a assegurar um adequado grau de cobertura da procura de eletricidade, através de uma adequada gestão da disponibilidade dos centros eletroprodutores, dos sistemas de armazenamento e de serviços de resposta da procura.

Para efeitos de constituição da reserva de segurança, através da Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, e em conformidade com as orientações da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017, implementou-se um mecanismo de leilão, que remunera exclusivamente os serviços de disponibilidade prestados em mercado para garantir a reserva de segurança do SEN.

Entretanto, a Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril, suspendeu a realização dos leilões ao abrigo deste regime, não se realizando desde então os leilões da reserva de segurança, previstos na Portaria n.º 41/2017. A reativação deste mecanismo está dependente da pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do regime de remuneração da reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia.

Por este motivo, à data da definição das tarifas para 2026 e com a informação disponível, não se perspetiva a ocorrência de encargos no ano de 2026 decorrentes do regime de remuneração da reserva de segurança do SEN.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DA EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA

No ano de 2026 não se consideram custos relativos à 7.ª edição do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia, uma vez que já foram totalmente incluídos nos proveitos permitidos de 2023 e 2024.

SOLUÇÃO TRANSITÓRIA DA CENTRAL DA TAPADA DO OUTEIRO (ACORDO)

Considerando a previsão de um período de devolução expresso no CAE, bem como a relevância da Central de Ciclo Combinado a Gás Natural da Tapada do Outeiro para a segurança do abastecimento e o facto de esta central ser, atualmente, um dos dois centros electroprodutores com capacidade de prestar o serviço de arranque autónomo (*black start*), foi assinado um acordo para a prestação transitória de serviços pela central, entre a REN – Rede Eléctrica Nacional, S.A., no âmbito das funções que lhe foram atribuídas enquanto gestor global do sistema, e a Turbogás – Produtora Energética, S.A., até ao dia 31 de dezembro de 2024 e nos termos do Despacho n.º 22/SEENC/2024, emitido pela Senhora Secretária de Estado da Energia e Clima em 28 de março de 2024 (Acordo).

Posteriormente, os Despachos n.º 72/2024/MAEn, de 19 de novembro, e 65/2025/MAEN, de 12 de fevereiro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia, prorrogaram o período transitório do CAE da Tapada do Outeiro até ao final do primeiro trimestre de 2026, ao abrigo do Acordo suprarreferido. Refira-se que o Acordo não prevê novo prolongamento, motivo pelo qual não são reconhecidos, nos proveitos da atividade de GGS, quaisquer custos a partir do segundo trimestre de 2026.

Neste contexto, e tal como ocorrido em tarifas de 2025, a ERSE considerou nos proveitos permitidos da atividade de GGS, na rubrica “Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental, ou de CIEG” (linha 17’ do Quadro 5-9), os custos pagos pela REN à Turbogás, no âmbito da solução transitória para a central da Tapada do Outeiro. Mais especificamente, a devolução dos gastos referentes ao primeiro período transitório, de 30 de março a 31 de dezembro de 2024 considerados em Tarifas 2025 (cerca de 14,7 milhões de euros, antes de juros, a pagar pela REN), o ajustamento aos custos havidos durante o ano

de 2025 (cerca de 9,8 milhões de euros, antes de juros, a devolver à REN⁵⁶) e os gastos previstos para o primeiro trimestre de 2026 (cerca de 5 milhões de euros).

Nesta rubrica foram ainda considerados os montantes a suportar pela Turbogás com o financiamento da Tarifa Social nesses períodos, de acordo com os valores disponíveis à data de fecho do exercício tarifário para 2026 (cerca de 3,1 milhões de euros). Pequenas diferenças que possam ocorrer entre estes montantes e os montantes correspondentes, que serão publicados em Diretivas da ERSE na sequência da [Consulta Pública n.º 136](#), serão naturalmente acomodadas em sede de cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

COMPENSAÇÕES AO SEN POR PRODUTORES AO ABRIGO DOS LEILÕES FOTOVOLTAICOS

A atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público (RESP) para a produção de energia solar fotovoltaica, através de leilões, implica, no regime de remuneração geral, o pagamento de uma contribuição para o sistema (€/MWh), designada por “Compensações ao SEN por produtores ao abrigo dos leilões fotovoltaicos” (linha 14’ do Quadro 5-9).

De acordo com as peças de procedimento dos leilões solares, estes montantes constituem receita do Sistema Elétrico Nacional (SEN), devendo ser pagos à Entidade Concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT). A REN deverá considerar estes valores como abatimentos aos proveitos a recuperar no âmbito da aplicação da Tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), nas parcelas que incluem Custos de Interesse Económico Geral (CIEG).

Para o ano de 2026, a REN estima que o montante total das contribuições ascenda a 10 098 milhares de euros, valor calculado com base na potência instalada das centrais adjudicadas, no índice de produtibilidade solar (utilização) e na data de início da compensação aplicável a cada instalação.

5.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 110.º a 112.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2026 pela tarifa de Uso Global do Sistema são calculados pela

⁵⁶ Este montante já considera a devolução pela Turbogás à REN do montante relativo aos custos de reparação e conservação, de cerca de 3,1 milhões de euros.

diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2024 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2024.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2024 a repercutir nas tarifas de 2026 encontra-se calculado no Quadro 5-11⁵⁷. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento a receber pela empresa (linha K) resulta, sobretudo, do diferencial de faturação face aos proveitos definidos em Tarifas de 2024 (linhas D e C) e da consideração, nos proveitos verificados em 2024, do valor pago pela REN em 2024 no âmbito do Acordo com a Turbogás previamente mencionado (linhas 16').

⁵⁷ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 5-11 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2024

Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2024	T2024 (Dez2023)	T2024 (Maio2024)	Variação (%)
		(1)	(2)	(2')	$\frac{(3) = [(1) - ((2)/12^*5) * ((2')/12^*7)] / (2)/12^*5 + ((2')/12^*7)}{1}$
A = 1+6+7+8+9+10+11+12+13-14-15	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	42 837	41 358	41 358	3,6%
1 = 2 + 3 * 4 - 5	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	10 195	11 085	11 085	-8,0%
2	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 130	8 762	8 762	-7,2%
3	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	48 850	53 369	53 369	-8,5%
4	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	5,23%	5,27%	5,27%	-0,8%
5	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	491	491	491	0,0%
6	OPEX Revenue Cap - Custos de exploração da atividade de GGS do ORT aceites no cálculo de proveitos	19 142	19 017	19 017	0,7%
7	Acréscimo de custos exploração ocorridos posteriormente à definição do OPEX sujeito a aprovação	2 365	0	0	-
8	Custo com a ERSE	7 809	7 809	7 809	0,0%
9	Transferência para a Autoridade da Concorrência	465	465	465	0,0%
10	Parcela dos proveitos permitidos do OLMCA prevista recuperar pela UGSI	674	674	674	0,0%
11	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 652	2 772	2 772	-4,3%
12	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 592/2010	0	0	0	-
13	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013 (Sem Ajustamentos)	0	0	0	-
14	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	0	0	0	-
15	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	465	465	465	0,0%
B = 1' + 5' - 6' + 7' + 14' + 15' + 16' + 17' + 18' + 19' + 20' - 21'	Custos (C/ ajustamentos) decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a recuperar pela aplicação da tarifa de UGS do ORT	641 305	623 340	624 246	2,8%
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Défice tarifário RAA+RAM (incluir dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	312 567	315 575	310 418	0,0%
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	146 526	145 009	147 609	0,0%
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	165 627	170 152	162 394	0,0%
4'	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-414	-414	-414	0,0%
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEAC do AC	294 450	290 913	296 976	0,0%
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	272	0	0	-
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hidrícos	11 333	11 333	11 333	0,0%
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hidrálico (DPH)	10 831	10 831	10 831	0,0%
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hidrálico (DPH)	0,00%	0,00%	0,00%	-
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hidrálico (DPH), líquido de amortizações e comparticipações	161 777	161 777	161 777	0,0%
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hidrícos - Domínio público - Amortização do exercício	10 831	10 831	10 831	0,0%
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hidrálica (ZPH)	502	502	502	0,0%
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hidrícos - Domínio público - Amortização do exercício	502	502	502	0,0%
14'	Compensações pagas ao SEN no âmbito dos leilões de fotovoltaica [REN]	-246	0	0	-
15'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	0	-
16'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	18 460	0	0	-
17'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	4 634	5 139	5 139	-9,8%
18'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	334	334	334	0,0%
19'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	0	0	0	-
20'	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos CIEG da GGS do ORT	0	0	0	-
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-46	-46	-46	0,0%
C =A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	684 142	664 698	665 604	2,8%

Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2024
C =A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	684 142
D	Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS	650 314
E= D-C	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	-33 829
F	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2	3,724%
G	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1	2,668%
H = E * (1 + F) * (1 + G)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (C/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	-36 024
I	Valor provisório de t-1, previsto em T-1, do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-453
J	Acerto provisório CAPEX, previstos para t-1, a repercutir no ano T (C/ Juros)	984
K = H - I - J	Ajustamento do ano t-2 da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-36 556

Fonte: ERSE, REN

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

ATIVO LÍQUIDO MÉDIO A REMUNERAR E AMORTIZAÇÕES

O ativo líquido a remunerar foi inferior aos valores previstos em Tarifas 2024, sobretudo por via da redução do ativo bruto em exploração face ao valor considerado em tarifas de 2024 (linha 4 do Quadro 5-12), isto é, os investimentos ocorridos foram inferiores ao previsto.

Quadro 5-12 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2024	2024P em T2024
1	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	1 117 983	1 125 435
2	Ativo em Exploração Total - Investimento Custos Técnicos	1 225	925
3	Ativo em Exploração Total - Investimento Encargos Financeiros	0	0
4	Ativo em Exploração Total - Transferências para Exploração	15 076	10 505
5	Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-9 815	0
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5	Ativo em Exploração Total - Saldo final	1 124 470	1 136 865
7	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	897 210	897 326
8	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	19 559	20 198
9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-9 470	0
10 = 7 + 8 + 9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo final	907 300	917 524
11	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	2 618	3 184
12	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Saldo final	3 382	3 301
13	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Início Ano	2 110	2 115
14	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	95	103
15	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Regularizações Amortização	0	0
16 = 13 + 14 + 15	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Fim Ano	2 205	2 217
17	Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo Inicial [REN]	845 843	845 843
18	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo Inicial [REN]	678 650	678 650
19	Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo Inicial [REN]	43 344	43 344
20	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo Inicial [REN]	35 590	35 590
21	Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo final [REN]	845 843	845 843
22	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo final [REN]	689 482	689 482
23	Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo final [REN]	43 344	43 344
24	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo final [REN]	36 093	36 092
25	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	10 831	10 831
26	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	502	502
27 = 1 - 7 - (11 - 13)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	220 265	227 040
28 = 6 - 10 - (12 - 16)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	215 994	218 257
29 = 8 - 14	Amortização referente a ativos da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios)	19 464	20 096
30 = 29 - 25 - 26	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 130	8 762
31 = 27 - (17 - 18) - (19 - 20)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Início Ano	45 320	52 094
32 = 28 - (21 - 22) - (23 - 24)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Fim Ano	52 381	54 645
33 = (31 + 32)/2	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	48 850	53 369

Fonte: ERSE, REN

MONTANTES A REPERCUTIR NAS TARIFAS, NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

O montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência a partir de 2018, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de

eficiência. Para 2024, o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de GGS é de 2,772 milhões de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos⁵⁸.

Esta rubrica reflete ainda o corte de proveitos decorrente da correção efetuada às bases de custos das atividades de TEE e de GGS da REN, justificado no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico](#)». Na atividade de GGS, o corte de proveitos referente a 2024 ascende a 119 milhares de euros.

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

A partir do período de regulação 2018-2021, o valor dos custos de exploração afetos à atividade de GGS passou a ser regulado através da aplicação de incentivos, sujeitos a metas de eficiência, por aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap*. Contudo, tal como referido nesse mesmo documento “[Parâmetros de regulação para o período 2018-2020](#)”, existem novas obrigações atribuídas ao Gestor Global do Sistema, que justificaram que a metodologia de regulação passasse a contemplar uma parcela de custos não sujeita à aplicação de metas de eficiência, permitindo acomodar os custos incorridos pela empresa, não previstos pelo regulador no início do período de regulação no momento da definição da base de custos, desde que os mesmos sejam devidamente justificados pela empresa.

A REN tem vindo a solicitar que os custos incorridos com as plataformas europeias sejam aceites como *pass-through*, indicando que os mesmos têm vindo a aumentar sem que tenham, contudo, qualquer controlo sobre os valores a pagar. É a análise desses custos que se apresenta de seguida.

Assim, face à informação prestada pela REN, a ERSE aceita os custos relacionados com a implementação das seguintes plataformas europeias:

- IGCC, TERRE, MARI, PICASSO, FSKAR e CMM.

As plataformas referidas são de adesão obrigatória segundo os códigos de rede e os regulamentos da ERSE. O custo corresponde à contribuição da REN para os custos globais de cada uma.

⁵⁸ Tendo em conta o tempo médio de serviço futuro da população ativa, de acordo com os resultados da avaliação atuarial reportada a 31/12/2015, num procedimento similar à aplicação do método do “corredor”.

Consideram-se aceitáveis no mesmo plano, os custos relacionados com a implementação dos códigos de rede nas aplicações SAP, BZR, OPDE, STA e OPC que correspondem a desenvolvimentos externos destes projetos. Os custos em causa referem-se a projetos em desenvolvimento e irão desaparecer ou reduzir-se substancialmente no futuro, após a fase de desenvolvimento. Estes projetos dizem respeito a estudos e funcionalidades previstas pelos códigos de rede.

O custo com a CORESO corresponde à implementação de uma função obrigatória pelos regulamentos europeus e nacionais – o Centro de Coordenação Regional, pelo que se considera aceitar nos mesmos termos que as plataformas.

A ERSE aceita ainda o 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 regulamentarmente previstas e atribuídas a esta entidade.

Refere-se como relevante a concretização pela CORESO (da qual a REN é acionista) 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”. Este projeto deverá iniciar a sua operacionalização este ano.

De igual modo tratando-se de funções relacionadas com a implementação de códigos de rede, aceitam-se na íntegra o custo com a JAO (Publicação da Capacidade de Interligação PT-ES), relacionado com a plataforma CORESO e o custo dos SWE MLA PMO Services, relacionado com a atividade do grupo SWE decorrente dos códigos de rede.

Na análise da proposta de Tarifas para 2025, a REN discordou da posição da ERSE relativa à não aceitação dos custos com o Regulamento do Autoconsumo, apresentando argumentos no sentido de considerar que o custo em causa deveria ser contemplado fora das metas de eficiência estabelecidas. A ERSE considera que estão em causa custos da REN que resultam da adaptação a alterações legislativas e regulamentares, atividade essa que consta das obrigações normais de um operador.

A base de custos da REN não tem uma previsão exaustiva das atividades no período de regulação, pelo que não é possível dizer que o que não está expressamente previsto deve ser aceite à parte e, como tal, contemplado fora das metas de eficiência estabelecidas. A ERSE considera que o argumento da não previsão na base de custos vale para parcelas expressivas dos custos/investimentos e não no ponto acima

identificado, que corresponde a atividades que resultam das obrigações normais de um operador – adaptar-se e cumprir a lei e os regulamentos.

Nesta medida, no que diz respeito ao Regulamento do Autoconsumo, a ERSE mantém a posição apresentada na proposta de tarifas de 2025.

De igual modo a ERSE não aceita os custos com a atividade “WP3 Congestionam. Rede”, por se considerar fazer parte da atividade normal da REN. Contudo, este valor não deverá ser incluído na base de custos por ser um projeto limitado no tempo. Para 2024 será considerado o valor zero.

A REN apresenta ainda custos com o contencioso nos serviços de interruptibilidade, que foram objeto da análise da ERSE, não tendo sido reconhecidos⁵⁹. Não havendo registo de qualquer alteração, a posição da ERSE mantém-se.

Relativamente aos demais custos apresentados pela empresa, não se registaram variações que suscitem alteração substancial do referencial de tratamento seguido para as tarifas de 2025, sendo os custos reconhecidos em sede de proveitos resultante da aplicação regulamentar nacional ou europeia.

Incluem-se ainda, nesta rubrica, os montantes faturados pelo Gestor Integrado de Garantias do SEN (GIG) ao operador da rede de transporte. Este procedimento irá manter-se no período de regulação de 2026 a 2029.

Nesta rubrica, aos custos reconhecidos, devem também ser abatidos os proveitos que não resultam da aplicação da tarifa de UGS (proveitos *pass through*, a devolver ao sistema), como os decorrentes de desvios de reativa e a devolução dos proveitos decorrentes da atividade de Operação Logística de Mudança de Agregador (OLMA). Nos termos da disposição transitória prevista no artigo 246.º do RT, enquanto não for atribuída a licença de OLMCA, a atividade de mudança de agregador continua a ser desempenhada pelo Gestor Global do SEN, devendo os valores recebidos a título de preço regulado ser devolvidos à tarifa, o que ocorreu pela primeira vez em 2024.

Desta forma, foi considerado um valor adicional de 2 365 milhares de euros fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência, conforme apresentado seguidamente no Quadro 5-13.

⁵⁹ A justificação para a não consideração desses custos encontra-se detalhada no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico](#)».

Quadro 5-13 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência

	Unidade: 10 ³ EUR	
Custos de plataformas afetas à gestão do sistema	2023	2024
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling) [REN]	59	75
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform) [REN]	228	260
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project) [REN]	111	116
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation) [REN]	13	15
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange) [REN]	287	227
Custos com as plataformas GGS - MARI (Manually Activated Reserves Initiative) [REN]	187	183
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) [REN]	18	63
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança [REN]	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators) [REN]	2 084	2 515
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment) [REN]	56	85
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [REN]	1 193	1 321
Custos com as plataformas GGS - Transparéncia (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) [REN]	35	35
Custos com as plataformas GGS - GIG (Gestão Integrada de Garantias (OMP)) [REN]	87	87
Custos com as plataformas GGS - Regulamento do autoconsumo [REN]	97	84
Custos com as plataformas GGS - STA (Short Time Adequacy) e OPC (Outage Planning Coordination) [REN]	153	145
Custos com as plataformas GGS - FSKAR (Financial Settlement of K_Delta_f, ACE and ramping period) [REN]	1	2
Custos com as plataformas GGS - CMM (Capacity Management Model) [REN]	59	16
Custos com as plataformas GGS - BZR (Binding Zone Review) [REN]	2	3
Custos com as plataformas GGS - interruptibilidade - custos contencioso jul2021 [REN]	18	4
Custos com as plataformas GGS - BRR (Banda Reserva Regulacao) [REN]	28	156
Custos com as plataformas GGS - JAO (Publicação da Capacidade de Interligação - PT-ES) [REN]	0	20
Custos com as plataformas GGS - AcoesTribunalTarifaSocial [REN]	0	3
Custos com as plataformas GGS - SWE MLA PMO Services [REN]	0	10
Custos com as plataformas GGS - WP3CongestionamRede [REN]	0	30
Custos com as plataformas GGS - Proj Cessacao CAE TPO [REN]	135	42
Custos com as plataformas GGS TOTAL [REN]	4 851	5 496
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling)	59	75
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform)	228	260
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project)	111	116
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation)	13	15
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)	287	227
Custos com as plataformas GGS - MARI (Manually Activated Reserves Initiative)	187	183
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)	18	63
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators)	2 084	2 515
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment)	56	85
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	1 193	1 321
Custos com as plataformas GGS - Transparéncia (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)	35	35
Custos com as plataformas GGS - GIG (Gestão Integrada de Garantias (OMP))	87	87
Custos com as plataformas GGS - Regulamento do autoconsumo	0	0
Custos com as plataformas GGS - STA (Short Time Adequacy) e OPC (Outage Planning Coordination)	153	145
Custos com as plataformas GGS - FSKAR (Financial Settlement of K_Delta_f, ACE and ramping period)	1	2
Custos com as plataformas GGS - CMM (Capacity Management Model)	59	16
Custos com as plataformas GGS - BZR (Binding Zone Review)	2	3
Custos com as plataformas GGS - interruptibilidade - custos contencioso jul2021	0	0
Custos com as plataformas GGS - BRR (Banda Reserva Regulacao)	28	156
Custos com as plataformas GGS - JAO (Publicação da Capacidade de Interligação - PT-ES)	0	20
Custos com as plataformas GGS - AcoesTribunalTarifaSocial	0	3
Custos com as plataformas GGS - SWE MLA PMO Services	0	10
Custos com as plataformas GGS - WP3CongestionamRede	0	0
Custos com as plataformas GGS - Proj Cessacao CAE TPO	135	42
Custos com as plataformas GGS TOTAL	4 737	5 378
Valor não aceite fora do revenue cap	114	118
Diferencial (valor a considerar fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência)	2 323	2 964
Proveitos GGS - Produtores em regime especial (desvios de reativa) [REN]	-118	-590
Proveitos GGS - Prestação de serviços - receitas atividade OLMA [REN]	0	-9
Valor a incluir fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência	2 204	2 365

Fonte: ERSE, REN

Neste quadro, a rubrica “Custos com as plataformas GGS TOTAL [REN]” representa os custos reais apresentados pela REN, enquanto que a rubrica “Custos com as plataformas GGS TOTAL” apresenta o montante desses custos efetivamente aceite pela ERSE, tal como justificado anteriormente.

CUSTOS COM MECANISMOS DE CAPACIDADE

No exercício tarifário de 2024 não foram repercutidos nos proveitos da atividade de GGS quaisquer custos referentes a mecanismos de capacidade e, consequentemente, não há quaisquer ajustamentos a repercutir em 2026.

No caso do incentivo à garantia de potência, não existiam, à data da publicação das tarifas de 2024, produtores que tivessem sido reconhecidos como elegíveis para receber esse incentivo, nomeadamente nos termos das exceções previstas na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, aplicáveis aos aproveitamentos hidroelétricos da Iberdrola (Daivões, Gouvães e Alto Tâmega). No âmbito do regime de remuneração da reserva de segurança do SEN, para o ano de 2024 também não foram celebrados contratos de disponibilidade, pelo que não foi registado qualquer custo relativo à prestação deste serviço.

MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE DO SEN DECORRENTES DA LEGISLAÇÃO EM VIGOR

Nesta rubrica (linha 6' do Quadro 5-11) repercutem-se, em 2024, os pagamentos de compensações ao SEN no âmbito da emissão do título de reserva de capacidade na modalidade geral, no valor equivalente a € 1500,00 por MVA. Como determinado no artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estes pagamentos são remetidos ao operador da RNT, devendo ser considerados como abatimento aos proveitos a recuperar no âmbito da tarifa de uso global do sistema, nas parcelas que incluem os CIEG.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO DE ENERGIA

As medidas em implementação no âmbito da 7.ª edição do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC) foram aprovadas através do Despacho n.º 9521/2022, de 3 de agosto, sendo a repartição do orçamento do PPEC entre o setor elétrico e o setor do gás calculada em função das medidas aprovadas. Assim, o orçamento aprovado para a 7.ª edição do PPEC relativo ao setor elétrico é repartido entre 2023 e 2024, sendo de 5 138 585 euros em cada ano.

A 7.ª edição do PPEC iniciou a sua implementação a 4 de agosto de 2022, pelo que os primeiros relatórios de progresso semestral foram remetidos à ERSE a partir de fevereiro de 2023 tendo a REN efetuado os

primeiros pagamentos em 2023. Dados os atrasos na implementação de várias medidas, e após solicitação dos promotores, foram concedidas duas prorrogações da 7.ª edição do PPEC de um ano (de 3 de agosto de 2024 para 3 de agosto de 2026).

Um promotor anunciou a desistência da implementação da medida aprovada ainda antes do início do PPEC e, outro promotor falhou no cumprimento dos requisitos processuais para início da implementação da medida aprovada. Estas desistências, explícita e implícita, ascendem a 400 456 euros imputados ao setor elétrico, considerando-se metade em 2023 e metade em 2024, no valor de 200 228 euros, a devolver aos consumidores.

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 1 025 243 euros em 2024, é necessário devolver, em 2026, aos consumidores 324 261 euros (considerando os pagamentos já efetuados em 2023 e uma taxa de juro aplicável de 3,72427%) relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2024 para pagamentos. O ajustamento relativo a t-2 (2024) corresponde assim, aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 324 261 euros, adicionado do valor das desistências, no valor de 200 228 euros, totalizando 524 488 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2026.

COMPENSAÇÕES AO SEN POR PRODUTORES AO ABRIGO DOS LEILÕES FOTOVOLTAICOS

Como referido anteriormente, a atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP para a produção de energia solar fotovoltaica, através de leilões, implica, no regime de remuneração geral, o pagamento de uma contribuição para o sistema (€/MWh), designada por “Compensações ao SEN por produtores ao abrigo dos leilões fotovoltaicos. Estas compensações começaram a ser pagas em 2024, pelo que se inclui a sua devolução ao SEN nos proveitos a recuperar da atividade de GGS (linha 14' do Quadro 5-11).

SOLUÇÃO TRANSITÓRIA DA CENTRAL DA TAPADA DO OUTEIRO

O ajustamento definitivo da atividade de GGS contempla, ainda, o valor pago pela REN em 2024 no âmbito do Acordo com a Turbogás previamente mencionado. Este montante, de cerca de 18,5 milhões de euros, está refletido na rubrica “Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG” (linha 16') do Quadro 5-11. Refira-se que o ajustamento desta rubrica é feito na rubrica correspondente dos proveitos permitidos da atividade em 2026, conforme aludido no capítulo 5.2.1.1.2.

5.2.1.2.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS

VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2024

O Quadro 5-14 apresenta o valor previsto do desvio da recuperação pela entidade concessionária da RNT em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas pago durante o ano t-1.

Quadro 5-14 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1

				Unidade: 10 ³ EUR	
		Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	2025P em T2025	2025E em T2026	[2025P em T2025] - [2025E em T2026]
A	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	11 477	11 664	-187	
B	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 603	8 822		
C	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	54 951	54 553		
D	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	5,231%	5,21%		
E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			2,67%	
F = A * (1 + E)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t			-192	

Fonte: ERSE, REN

CAPEX

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2025 da GGS que, conforme previsto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração para 2025. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no Quadro 5-15. O efeito de aumento de amortizações face ao previsto em tarifas de 2025, superior ao efeito de redução do RAB e da taxa de remuneração, resultou num valor a devolver à empresa.

Quadro 5-15 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da GGS

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2025P em T2025	2025E em T2026	[2025P em T2025] - [2025E em T2026]
A	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	11 507	11 664	-157
B	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 603	8 822	
C	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	54 951	54 553	
D	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	5,231%	5,21%	
E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			2,67%
F = A * (1 + E)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t			-192

Fonte: ERSE, REN

5.2.1.2.2 OUTROS TEMAS

INVESTIMENTOS NÃO CONSIDERADOS EM PDIRT APROVADOS

No que diz respeito aos investimentos, registe-se que o Estado concedente, no uso das suas prerrogativas legais, apenas procedeu à aprovação do PDIRT-E 2017 e do PDIRT-E 2021, não rejeitando de forma expressa os outros Planos de Desenvolvimento e Investimento da Rede Nacional de Transporte (PDIRT), designadamente a proposta de PDIRT-E 2019, tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas⁶⁰. Neste contexto, a consideração, em definitivo, dos investimentos entrados em exploração a partir de 2018 para efeitos de definição dos proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema, que não digam respeito a investimentos relacionados com a adequada manutenção, modernização e reposição das infraestruturas, está dependente da aprovação dos planos em causa ou das decisões de aprovação sobre infraestruturas específicas.

Neste âmbito, mantém-se a não consideração de alguns dos valores transferidos para exploração referentes a investimentos não aprovados, como o investimento no edifício sede anterior a 2022. Sem prejuízo desta decisão da ERSE, importa clarificar que, no que diz respeito a investimentos ocorridos a partir de 2022, e aprovados a partir desse ano em sede de PDIRT-E 2021, nomeadamente aqueles relacionados com a “Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios”, a

⁶⁰ N.os 12 a 14 do artigo 125.º e n.º 2 do artigo 220.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

ERSE entende que passa a existir uma base para que este tipo de investimentos possa vir a ser incluído na base de ativos remunerada (RAB⁶¹), desde que realizado em linha com esse mesmo PDIRT-E 2021.

Não obstante esta alteração de posição da ERSE, face à natureza dos investimentos em causa e ao reduzido detalhe da informação disponível no PDIRT-E 2021 sobre as obras em questão, a ERSE condicionou o reconhecimento destes custos à análise de informação adicional sobre os mesmos e sua comparação com os montantes inscritos em sede de PDIRT-E 2021 aprovado.

Neste sentido, sabendo-se que em sede de PDIRT-E 2021, foram aprovados os primeiros três anos do programa de investimento “Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios”, ou seja, o investimento relativo aos anos 2022 a 2024, comparou-se o investimento efetivamente concretizado nestes anos, ao abrigo deste programa de investimento, com o montante de investimento aprovado para o mesmo. Desta confrontação, apurou-se, com base em informação preliminar, um eventual desvio de investimento entrado em exploração, que foi considerado provisoriamente na base de ativos a remunerar, na proposta de tarifas para 2026, ficando a decisão definitiva sujeita à receção e análise da fundamentação solicitada à REN.

No seguimento desses esclarecimentos, entretanto remetidos à ERSE pela REN, foi possível esclarecer que não existe qualquer desvio, na medida que o PDIRT-E 2021 foi aprovado a custos diretos externos, e nesse referencial, efetivamente, a ERSE não identificou desvios, pelo que o montante precarizado, passa a ser aceite a título definitivo.

5.2.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação que se inicia em 2026 manteve-se, em linhas gerais, a metodologia de regulação aplicada à atividade de TEE no período de regulação 2022-2025, que se baseia numa metodologia do tipo *revenue cap*, que evolui parcialmente com alguns indutores, e que se aplica à totalidade dos custos, CAPEX⁶² e OPEX⁶³, ou seja, ao TOTEX⁶⁴. A estes proveitos são aplicadas metas de eficiência. Esta metodologia é complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas⁶⁵.

⁶¹ *Regulatory Asset Base*

⁶² *Capital Expenditure*.

⁶³ *Operational Expenditure*.

⁶⁴ *Total Expenditure: CAPEX+OPEX*

⁶⁵ A justificação aprofundada desta opção de metodologia encontra-se no [documento justificativo da Consulta Pública n.º 101](#).

Contudo, na revisão do RT ocorrida em 2025⁶⁶, referida no capítulo 1, efetuaram-se duas principais alterações na forma de cálculo dos proveitos permitidos da atividade de TEE, ambas com reflexo apenas na parcela de ajustamentos de t-2, ou seja, a partir do exercício tarifário de 2028:

- Introduziu-se uma parcela para reconhecimento do CAPEX decorrente de investimentos aprovados ao abrigo de processos autónomos, os quais foram excluídos da aplicação da metodologia de *revenue cap* aplicada ao TOTEX.
- Introduziu-se uma parcela para refletir os montantes apurados ao abrigo do mecanismo que assegura o equilíbrio económico-financeiro dos operadores de rede na atribuição de títulos de reserva de capacidade na modalidade de acordo.

A explicação da metodologia de regulação, bem como o processo de definição da base de custos totais (TOTEX) sujeita a metas de eficiência e demais parâmetros aplicáveis ao período de regulação 2026-2029, como as metas de eficiência e a definição dos indutores de custos, encontram-se detalhados no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029». Neste documento, identifica-se também o tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rúbricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de TEE em 2026.

De uma forma resumida, os principais indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos permitidos decorrentes desse *revenue cap* na atividade de TEE, são os seguintes:

- condições de financiamento pré 2022, sem prémio a custos reais, com neutralização da eficiência;
- condições de financiamento pré 2022, com prémio a custos de referência, com neutralização da eficiência;
- condições de financiamento pós 2022, com neutralização de eficiência;
- fator de neutralização da eficiência (fator de ajustamento ao IPIB-X);
- potência ligada à rede de transporte para produtores;
- extensão da rede.

No período de regulação 2022-2025 foram extintos o mecanismo de valorização de ativos a custos de referência (mantendo-se, contudo, a sua aplicação a investimentos entrados em exploração até 2021) e o

⁶⁶ [Consulta Pública n.º 134](#)

Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos (IREI). Paralelamente, foi criado o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), que se mantém no novo período de regulação que se inicia em 2026, embora com uma parametrização diferente⁶⁷.

Conclui-se, assim, que uma grande parte dos proveitos permitidos da atividade de TEE decorre, mesmo que indiretamente na metodologia de TOTEX, de custos de investimento, o que reflete o caráter capital intensivo desta atividade. Neste particular, registe-se que o Estado concedente, no uso das suas prerrogativas legais, apenas procedeu à aprovação do PDIRT-E 2017 e do PDIRT-E 2021, não rejeitando de forma expressa os outros PDIRT, tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas (n.ºs 12 a 14 do artigo 125.º e n.º 2 do artigo 220.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro). Neste contexto, a consideração, em definitivo, dos investimentos entrados em exploração a partir de 2018 como referência para efeitos de definição dos proveitos permitidos na atividade de Transporte de Energia Elétrica, que não digam respeito a investimentos relacionados com a adequada manutenção, modernização e reposição das infraestruturas, está dependente da aprovação dos planos em causa ou das decisões de aprovação sobre infraestruturas específicas.

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

5.2.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no artigo 117.º do RT em vigor. Aplicando essa fórmula, apurou-se o montante de proveitos permitidos constante do Quadro 5-16.

⁶⁷ Estas alterações e respetivas justificações encontram-se detalhadas no documento «Proposta de Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029».

Quadro 5-16 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)	2025P em T2025	2026P em T2026	Variação (%)
A = (1) + (2) x (3)*1000 + (4) x (5)*1000 + (6) x (7)*1000 + (8) x (9)*1000 + (10) x (11)/1000 + (12) x (13)/1000	Custos Totais (TOTEX) aceite TEE	286 658	327 664	14,3%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de TEE	37 030	40 408	
2	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	879,18858	612,58581	
3	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	4,85%	6,19%	
4	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	1 057,65556	726,07323	
5	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,55%	6,94%	
6	Valor unitário componente sujeita a ajustamento de fator de ajustamento de IPIB-X pré 2022 TEE (Milhões EUR/Fator ajustamento IPIB-X)	130,92717	104,85802	
7	Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X do TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	0,93	1,00	
8	Valor unitário condições financiamento pós 2022 TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	279,10248	884,59216	
9	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	5,23%	6,19%	
10	Valor unitário do indutor Extensão da rede TEE (EUR/Km)	615,31319	1 988,96815	
11	Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	10 005	9 938	
12	Valor unitário do indutor Potência ligada à rede de TEE para produtores (EUR/MVA)	365,64801	1 186,12990	
13	Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MVA)	16 654	16 497	
B	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	8 000	15 000	87,5%
C	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	3 865	5 165	33,6%
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	22 500	21 300	-5,3%
E	Gastos ambientais	0	0	-
F	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-51 034	-1 533	97,0%
G = A + B + C + D + E - F	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	372 057	370 662	-0,4%
H	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-51 034	-1 533	97,0%
I = G + H	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	321 023	369 129	15,0%

Fonte: ERSE, REN

O ligeiro decréscimo verificado nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (linha F), face ao ano anterior, decorre, sobretudo, da redução do ajustamento a devolver à empresa (linha E), que é ligeiramente superior ao acréscimo registado na componente TOTEX (linha A). O acréscimo da componente TOTEX decorre do processo de definição de uma nova base de custos TOTEX para o período de regulação que se inicia em 2026, e do aumento da taxa de remuneração, cuja justificação se detalha no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029».

De seguida analisam-se as principais rubricas que contribuem para o cálculo dos proveitos permitidos.

INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

Em 2022, a ERSE introduziu um novo incentivo na atividade de TEE, designado incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), que visa incentivar o operador da RNT a melhorar o desempenho técnico da RNT, avaliando a capacidade desta em dar resposta às lacunas resultantes da evolução da

atividade de transporte num contexto de transição energética e de descarbonização do setor energético e adequando os investimentos necessários em conformidade.

O desempenho técnico da RNT compreende a avaliação, conjunta, da resposta da rede de transporte às necessidades em termos da disponibilidade do equipamento, níveis de qualidade de serviço e a capacidade de interligação internacional disponibilizada aos mercados. A forma de aplicação deste incentivo, e respetivos parâmetros, encontra-se descrita no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022-2025](#)».

Para o ano de 2026, primeiro ano de aplicação do IMDT revisto para o período regulatório 2026-2029, cujos parâmetros se encontram detalhados no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026-2029», o montante previsional determinado pela ERSE para este incentivo é de 15 milhões de euros (linha B do Quadro 5-16), considerando-se que o mesmo corresponde, por um lado, a um desempenho técnico da RNT máximo nas componentes do IMDT relacionadas com a disponibilidade, qualidade de serviço técnica e disponibilização da capacidade de interligação para fins comerciais, e, por outro, poderão não ser atingidos neste primeiro ano os limites superiores do incentivo relativo à atribuição de capacidade com restrições. O cálculo do seu valor para 2024, ainda com os parâmetros que vigoraram no período de regulação 2022-2025, encontra-se detalhado no ponto 5.2.2.2.5.

CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE

Com o mecanismo atual em vigor, considerou-se nos proveitos permitidos uma estimativa de 21,3 milhões de euros para 2026 (linha D do Quadro 5-16). Como se verá adiante no ponto 5.2.2.2.2, estes valores têm aumentado nos últimos anos, em virtude do crescimento das importações, decorrentes de contratações no mercado liberalizado, e das vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito, e ainda tendo em conta a valorização das perdas elétricas, dependentes do preço de mercado, com impacto direto na respetiva componente do ITC. Contudo, a REN tem atuado no sentido de alterar a metodologia de cálculo deste mecanismo, no sentido de ser menos penalizadora para países periféricos. Estão em discussão alternativas ao modelo atual no sentido de contribuírem para a redução do custo imputado a Portugal.

MONTANTES NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

Esta rubrica (linha C do Quadro 5-16) inclui o montante relativo aos ganhos e perdas atuariais, que passou a ser aceite fora da base de custos sujeita a eficiência a partir de 2018, uma vez que a natureza destes custos não justifica a aplicação de metas de eficiência⁶⁸. Para 2025, o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de TEE é de 7,472 milhões de euros, que reflete a amortização do ano, correspondente a uma amortização constante de 11 anos até 2026⁶⁹.

Inclui-se também, a título provisório, nos montantes refletidos na linha C do Quadro 5-16, uma dedução que permite garantir a neutralidade tarifária do CAPEX decorrente das infraestruturas de ligação ao projeto *Windfloat*, de montante equivalente à transferência prevista efetuar pelo Fundo Ambiental em 2026, como explicado no ponto seguinte.

Nesta parcela inclui-se ainda um montante de 555 milhares de euros, a abater aos proveitos da TEE, que resultem do valor recebido em virtude da celebração de transação extrajudicial entre o ORT e as empresas Cabelte, Solidal e Quintas & Quintas, a título de compensação pela conduta anticoncorrencial objeto da decisão do Conselho de Administração da Autoridade da Concorrência (AdC), proferida em 10.02.2023, no âmbito do Processo PRC/2021/1, deduzido dos custos de consultoria especializada suportados (no valor de 122 milhares de euros).

Na sequência da referida decisão da AdC, a ERSE iniciou uma avaliação de potenciais impactos destas práticas anticoncorrenciais nos proveitos recuperados pelas tarifas de acesso às redes de eletricidade, que possam ter decorrido de sobrecustos de investimento na rede de transporte resultantes das aquisições de cabos aos fornecedores mencionados. A ERSE desde 2023 questionou a REN sobre o tema, através de pedidos de informação e induziu diligências, que fez refletir nos documentos tarifários. O tema foi refletido anteriormente nos documentos de Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024, 2025 e 2026.

Dada a ausência de quantificação dos efeitos da infração para a REN e, por maioria de razão, para o setor elétrico nacional (SEN), pelos potenciais efeitos nas tarifas de acesso às redes dos sobrecustos de investimento com os cabos, é necessário recorrer a estimação. Dada a natureza da situação, o valor alcançado considerou-se razoável e justificado, por estar alinhado com os dados recolhidos e com a

⁶⁸ A aceitação destes custos está justificada no documento [«Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020»](#).

⁶⁹ Tendo em conta o tempo médio de serviço futuro da população ativa, de acordo com os resultados da avaliação atuarial reportada a 31/12/2015, num procedimento similar à aplicação do método do “corredor”.

jurisprudência conhecida (cf. Acórdão do Supremo Tribunal de Justiça, de 13 de fevereiro de 2025 (processo n.º 54/19.6YQSTR.L1.S1, – disponível em www.dgsi.pt). Além disso, a obtenção do valor sem recurso a ações judiciais, elimina riscos e reduz assinalavelmente os custos de litigância associados.

INFRAESTRUTURAS DE LIGAÇÃO À ZONA PILOTO OFFSHORE

Na Resolução do Conselho de Ministros n.º 161/2019, de 26 de setembro, assumiu-se um quadro de reconhecimento nos ativos da concessão da RNT dos montantes de investimento nas infraestruturas de ligação à zona piloto offshore não cofinanciados pelo PO SEUR e, em consequência, de repercussão sobre os proveitos regulados da concessionária da RNT. Sublinhe-se que este reconhecimento de custos de investimento para efeitos tarifários não poderá incluir a parcela de cofinanciamento proveniente do PO SEUR.

A resolução prevê ainda a utilização de fundos públicos nacionais (no caso, o Fundo Ambiental) para a mitigação dos impactes tarifários do projeto de ligação da produção eólica offshore em Viana do Castelo sobre os consumidores finais de eletricidade. Nos termos deste último diploma, cabe ao Fundo Ambiental proceder a transferências, de receitas provenientes das licenças de carbono, para o Sistema Elétrico Nacional (SEN), de modo a atenuar a repercussão do investimento no referido projeto sobre o tarifário da eletricidade.

O Fundo Ambiental foi, ainda, autorizado a transferir para o SEN, pelo período de 25 anos a começar em 2020, receitas provenientes das licenças de carbono nos termos previstos no n.º 3 do artigo 17.º do Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março, na sua redação atual, até ao montante necessário para atenuar a repercussão do investimento no referido projeto sobre o tarifário da eletricidade.

O quadro seguinte apresenta um resumo, para o período compreendido entre 2019 e 2026, dos custos de capital (CAPEX), das transferências efetuadas e estimadas pelo FA para o SEN e do montante previsto que seria necessário transferir em 2026 (assumindo o valor de 2025 estimado transferir pelo Fundo Ambiental) para assegurar a neutralidade tarifária do investimento em termos de custos com o capital investido. Os valores de 2025 e 2026 são valores estimados e previsionais à data de elaboração dos cálculos, enquanto os valores de 2019 a 2024 são reais⁷⁰.

⁷⁰ Baseados em valores auditados dos valores e respetivas datas recebimento das tranches do subsídio do PO SEUR.

Quadro 5-17 - Custos de capital do projeto *Windfloat* e transferências do Fundo Ambiental

Ano Tarifa	Ano	Real (R) / Estimado (E) / Previsto (P)		CAPEX (EUR)	CAPEX Acumulado (EUR)	WACC (%)	Transférias FA (EUR)	Data Transferência	Transferência Realizada / Prevista / Orçamentada	Saldo do ano (EUR)	Saldo Acumulado = Transf. FA (EUR)	A deduzir aos proveitos da TEE (EUR)
T2021	2019	R	2019 R	1 358 006	1 358 006	4,88%	1 400 000	2019	Realizada	41 994	41 994	0
T2022	2020	R	2020 R	2 654 516	4 012 522	4,60%	920 000	2020	Realizada	-1 734 516	-1 692 522	0
T2023	2021	R	2021 R	2 158 923	6 171 445	4,51%	2 384 403	2021	Realizada	225 480	-1 467 042	0
T2024	2022	R	2022 R	2 322 516	8 493 961	4,75%	2 501 266	2022	Realizada	178 750	-1 288 292	0
T2025	2023	R	2023 R	2 441 765	10 935 726	5,27%	3 446 772	2023	Realizada	1 005 007	-283 285	0
T2026	2024	R	2024 R	2 103 006	13 038 733	5,23%	3 446 372	2024	Realizada	1 343 366	1 060 080	0
T2026	2025	E	2025 E	2 012 513	15 051 246	5,21%	1 360 671	2025	Estimada	-651 842	408 238	0
T2026	2026	P	2026 P	2 160 805	17 212 051	6,19%				-2 160 805	-1 752 567	-1 752 567

Fonte: ERSE, REN

O quadro evidencia que, assumindo uma transferência do Fundo Ambiental em 2025 igual ao valor estimado, de 1 360 671 euros, para garantir a neutralidade tarifária respeitante ao custo com capital do investimento, prevê-se que seja necessária uma transferência em 2026 por parte deste Fundo num montante total de cerca de 1 752 567 euros.

Assim, enquanto se aguarda o recebimento da transferência do Fundo Ambiental, por forma a assegurar a neutralidade tarifária deste investimento foi efetuada, a título provisório, uma dedução de igual montante aos proveitos permitidos da atividade de TEE, incluída na parcela de montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência (linha C do Quadro 5-16).

Relativamente aos custos com a operação e manutenção deste projeto, estes são suportados pelas tarifas como o demais OPEX relativo à atividade da TEE, no âmbito das metodologias de regulação em vigor em cada ano de tarifas, como justificado no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico](#)».

5.2.2.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento dos proveitos permitidos de 2024 a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2026 à entidade concessionária da RNT, na atividade de Transporte de Energia Elétrica, é calculado de acordo com o artigo 114.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro. Esse ajustamento encontra-se calculado no Quadro 5-18.

Quadro 5-18 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2024

Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2024	2024P em T2024	Variação (%)
A = (1) + (2) x (3)*1000 + (4) x (5)*1000 + (6) x (7)*1000 + (8) x (9)*1000 + (10) x (11)/1000 + (12) x (13)/1000	Custos Totais (TOTEX) aceite TEE	285 006	285 954	-0,3%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de TEE	36 399	36 162	-
2	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	864,19410	858,58721	-
3	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	4,94%	5,01%	-
4	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	1 039,61734	1 032,87231	-
5	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,64%	5,72%	-
6	Valor unitário componente sujeita a ajustamento de fator de ajustamento de IPIB-X pré 2022 TEE (Milhões EUR/Fator ajustamento IPIB-X)	128,69422	127,85925	-
7	Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X da TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	0,94367	0,94983	-
8	Valor unitário condições financiamento pós 2022 TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	274,34241	272,56248	-
9	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	5,23%	5,27%	-
10	Valor unitário do indutor Extensão da rede TEE (EUR/Km)	604,81909	600,89502	-
11	Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	9 661	10 037	-
12	Valor unitário do indutor Potência ligada à rede de TEE para produtores (EUR/MVA)	359,41192	357,08005	-
13	Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MVA)	15 669	16 435	-
B	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	20 000	15 000	33,3%
C	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	9 127	4 816	89,5%
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	17 541	22 500	-22,0%
E	Gastos ambientais	0	0	-
F	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-28 889	-28 889	0,0%
G = A + B + C + D + E - F	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	360 563	357 159	1,0%
H = G + F	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	331 674	328 270	1,0%

Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2024
I = G	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	360 563
J	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de URT	359 124
K = J _(t-2) - I _(t-2)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de TEE do ORT (S/ juros)	-1 439
L	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1	2,668%
M	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2	3,724%
N = K * (1 + M) * (1 + L)	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-1 533

Fonte: ERSE, REN

Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento (linha N) resulta da diferença entre os proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica (linha J), e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte (linha I), no qual está subjacente a diferença positiva entre o valor verificado em 2024 e o valor previsto em Tarifas de 2024 dos proveitos permitidos da atividade de TEE, diferença que se pode observar na linha G. Este ajustamento, a devolver à empresa, resulta do efeito combinado de diferenças positivas e negativas entre os valores verificados em 2024 e os valores previstos. Nas diferenças positivas face ao valor previsto em tarifas de 2024, destacam-se os valores: i) do incentivo IMDT (linha B); e ii) dos montantes não contemplados nas metas de eficiência (linha

C), que incluem o CAPEX da linha Fernão Ferro-Trafaria, apenas reconhecido em sede de ajustamentos. Quanto às diferenças negativas, salienta-se o valor da compensação entre operadores das redes de transporte (linha D).

Seguidamente, é analisado, para as principais rubricas de proveitos permitidos, o desvio verificado em 2024.

5.2.2.2.1 METODOLOGIA DE REGULAÇÃO POR INCENTIVOS DO TIPO *REVENUE CAP* APLICADA AOS CUSTOS TOTAIS

De acordo com a aplicação da fórmula de *revenue cap*, o nível do TOTEX aceite para 2024 é inferior ao valor calculado para tarifas de 2024. Esta situação é justificada pela evolução do indutor condições de financiamento, que registou uma quebra em 2024, devido à redução das *yields* das obrigações do tesouro português que determinam o cálculo do mecanismo de indexação da taxa de remuneração do ativo líquido (aspeto analisado em detalhe no ponto 3.1). A diminuição do TOTEX devido ao efeito da variação negativa da taxa de remuneração foi ampliada pela diminuição dos indutores físicos de extensão da rede e de potência ligada face aos valores previstos em tarifas de 2024.

Quadro 5-19- Evolução dos indutores de custos no TOTEX da TEE

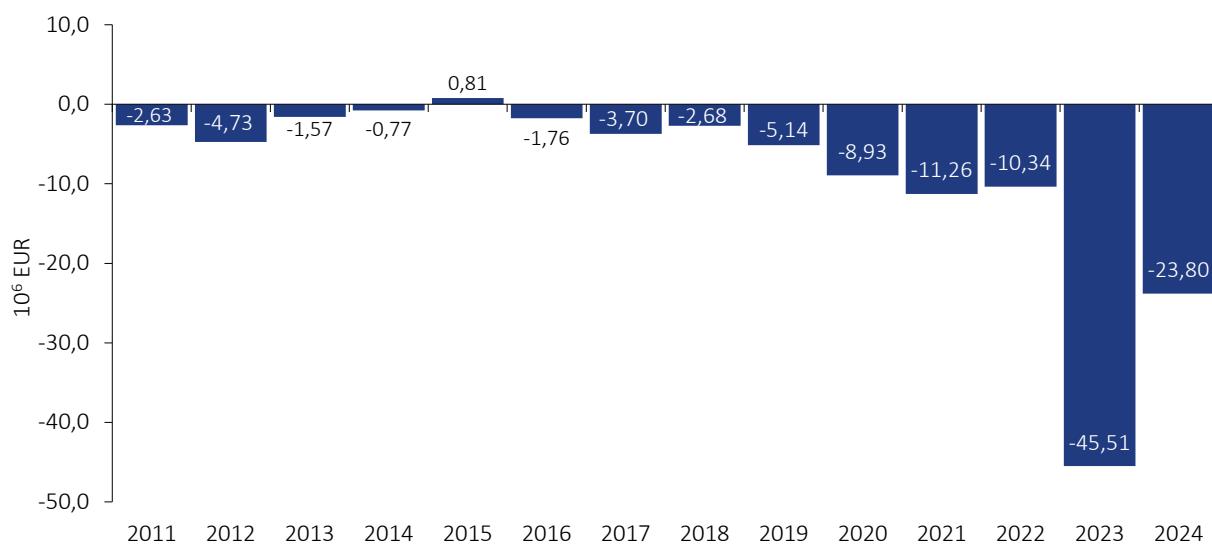
	2024	2024P em T2024	Desvio [(T-2) - (Tarifas T-2)]	
			Valor	%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	4,94%	5,01%	-0,07%	-1%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,64%	5,72%	-0,08%	-1%
Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X do TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	0,94367	0,94983	-0,00616	-1%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	5,23%	5,27%	0,00	-1%
Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	9 661	10 037	-376	-4%
Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MVA)	15 669	16 435	-766	-5%

Fonte: ERSE, REN

5.2.2.2.2 CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE E APLICAÇÃO DAS RENDAS DE CONGESTIONAMENTO

O crescimento das importações decorrentes de contratações no mercado liberalizado e das vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito, levaram a que a REN tivesse registado situações de pagadora em quase todos os anos do período em análise, com exceção de 2015, ano em que registou situação de recebedora, conforme se pode observar na Figura 5-3. O montante líquido pago pela REN em 2024 ascendeu a 23,8 milhões de euros.

Figura 5-3 - Compensação entre operadores da rede de transporte



Fonte: ERSE, REN

Quanto à receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2024 (rendas de congestionamento), esta atingiu 11,45 milhões de euros em 2024. A este valor foram deduzidos cerca de 5,3 milhões de euros (40% do valor total) que foram utilizados diretamente no cumprimento dos objetivos prioritários definidos no n.º 2 do artigo 19.º do Regulamento (UE) 2019/943.

O saldo remanescente, num total de 6,2 milhões de euros deverá ser segregado na conta dedicada, em linha com a Instrução emitida pela ERSE⁷¹. Importa ainda ter em conta que existe um montante de cerca de 11 milhões de euros relativos a receitas da capacidade atribuída em leilões anuais, trimestrais, mensais,

⁷¹ Instrução n.º 6/2024

e revenda de capacidade em leilão trimestral e mensal, que deve reverter para as tarifas, após a dedução de 4,7 milhões de euros relativos ao desfasamento temporal da faturação.

Uma vez que este valor é abatido ao custo com compensação entre operadores da rede de transporte, o total destas parcelas considerado no cálculo do ajustamento de 2024 ascendeu a 17,541 milhões de euros (linha D do Quadro 5-18).

5.2.2.2.3 OUTROS MONTANTES NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

Esta rubrica (linha C do Quadro 5-18) considera os valores de CAPEX relativos ao projeto *Windfloat* que asseguram a neutralidade tarifária do projeto, decorrente da transferência integral pelo Fundo Ambiental prevista para 2024, bem como à amortização anual dos ganhos e perdas atuariais, de 7,472 milhões de euros. Inclui-se também 3,7 milhões de euros correspondentes ao CAPEX de 2024 do investimento na linha a 150kV entre as subestações de Fernão Ferro e da Trafaria (“linha Fernão Ferro-Trafaria 2”)⁷².

Esta rubrica reflete ainda o corte de proveitos decorrente da correção efetuada às bases de custos das atividades de TEE e de GGS da REN, justificado no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico](#)». Na atividade de TEE, o corte de proveitos referente a 2024 ascende a 2 milhões de euros.

5.2.2.2.4 ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO E RESPECTIVA CONSIDERAÇÃO PARA EFEITOS DA BASE DE ATIVOS REGULADA

Como visto anteriormente, a partir de 2022 a atividade de TEE passou a ser regulada por uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX), complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas. No âmbito desta metodologia, o cálculo dos proveitos permitidos considera os investimentos previstos pelo ORT para a globalidade do período de regulação, nomeadamente os investimentos previstos no último PDIRT-E aprovado ou que foi alvo de parecer por parte da ERSE, que são, de um modo geral, considerados na componente de custos de investimento (CAPEX) incluída da base de custos TOTEX, definida no início de cada período de regulação.

Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, os investimentos previstos e os realizados na atividade de TEE em cada ano deixam de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos

⁷² A justificação para a consideração deste ativo encontra-se detalhada no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico](#)».

anuais, que passam a ser determinados pela evolução da base de custos TOTEX, de acordo com a variação dos indutores de custos aplicáveis.

Contudo, para o período de regulação subsequente, a apreciação dos investimentos que de facto foram realizados terá um impacte nos proveitos permitidos, quer decorrente da revisão da base de ativos regulada a incorporar na base de custos TOTEX que vier a ser definida, como do resultado do mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação, o qual é repercutido no período de regulação subsequente. Esta apreciação terá em conta se os investimentos ocorridos no período de regulação 2022-2025 foram aprovados.

O mecanismo de partilha de ganhos e perdas do período de regulação 2022-2025 baseia-se na consideração “do desempenho real da empresa” ao longo de todo o período de regulação face às metas impostas pela ERSE. Para o cálculo do “desempenho real da empresa” no período de regulação 2022-2025 serão considerados os investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados e validados pela ERSE, no âmbito de um PDIRT-E ou em aprovações autónomas até 2025⁷³.

Neste particular, com base na informação submetida à ERSE pela REN, ao abrigo do artigo 180.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, nomeadamente com base na informação real constante da Norma Complementar n.º 2 das contas reguladas da empresa, é possível concluir que, no ano de 2024, entraram em exploração um conjunto de projetos de investimento, num montante total de aproximadamente 231 milhões de euros, a custos totais.

Sobre estes investimentos, no âmbito da atividade de supervisão da ERSE, realizou-se um exercício de confrontação da informação sobre os ativos entrados em exploração em 2024 com a informação sobre a aprovação desses mesmos investimentos por parte do Concedente, em sede de PDIRT-E ou de outro processo de aprovação autónomo, quer em termos da fundamentação e natureza dos projetos, quer em termos dos montantes de investimento.

⁷³ Com a alteração do RT, os investimentos entrados em exploração por aprovações autónomas a partir de 2026 serão apenas considerados na avaliação do “desempenho real da empresa” após integrarem a base de custos TOTEX, isto é, na avaliação do período de regulação subsequente. Um investimento nesta situação que tenha entrado em exploração em 2026 será integrado na base de custos TOTEX em 2030 e será apenas considerado na avaliação da base de custos 2030-2034.

Como resultado desse exercício, e beneficiando dos esclarecimentos prestados pelo operador da RNT, não foi identificado qualquer projeto não aprovado, e que, por esse motivo, deva ser expressamente excluído da base regulada de ativos.

No que diz respeito aos montantes de investimento aprovados, foram considerados os PDIRT-E aprovados até à data (PDIRT-E 2017 e PDIRT-E 2021), tendo-se concluído que, até 2024, não foram ultrapassados os montantes aprovados em cada PDIRT-E.⁷⁴

Analisa-se de seguida algumas situações particulares, por terem justificado um tratamento regulatório específico nos últimos anos.

NÃO RECONHECIMENTO DO PAINEL DE LINHA DE 400kV, ASSOCIADO À LINHA A 400kV “RIBEIRA DA PENA – FEIRA”

No processo de definição das tarifas de 2023, da auditoria à aplicação do mecanismo de custos de referência em 2021, complementada pelo exercício de supervisão levado a cabo pela ERSE à informação sobre as obras concluídas em 2021, identificou-se a existência na subestação de Ribeira da Pena de um painel de linha de 400kV, associado à linha a 400kV “Ribeira da Pena – Feira”, a qual não entrou em exploração em 2021, e cuja conclusão está suspensa.

Por outro lado, no exercício de supervisão efetuado aos ativos em exploração reportados ao abrigo do Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações (RARI), não foi possível identificar na subestação da Feira, o painel de 400kV equivalente (outro extremo da linha em causa).

Assim, em concluiu-se que o projeto associado a esta linha não estava terminado e que, por isso, parte dos ativos apresentados na informação de obras concluídas não podiam ser considerados como estando em exploração, uma vez que, de acordo com o artigo 26.º do RARI, não é possível alcançar os fins pelos quais foram propostos e aprovados em sede de PDIRT-E. Deste modo, a ERSE decidiu não incluir o ativo associado ao referido painel de linha a 400kV na sua base regulada de ativos remunerados (RAB) no processo de cálculo de tarifas para 2023.

Tendo-se mantido em 2024 as condições que justificaram a exclusão deste ativo do RAB, este investimento continua a não ser aceite em 2024, para efeitos do cálculo do mecanismo de partilha de ganhos e perdas subjacente à metodologia de TOTEX.

⁷⁴ O detalhe desta análise encontra-se descrito no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029»

No entanto, no seguimento dos comentários da REN à proposta tarifária, foi transmitido que a linha a 400kV “Ribeira da Pena – Feira”, cuja conclusão estava suspensa, entrou em exploração em setembro de 2025. Nesse sentido, a partir de 2025, passa a existir fundamentação para o reconhecimento no RAB da totalidade deste projeto.

5.2.2.2.5 MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT

O mecanismo de incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

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, entre outros fatores.

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

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

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

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

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

A disponibilidade registada nos últimos 3 anos com dados reais, $P_{\text{DISP}} = 98,44\%$, é superior ao valor de referência (estabelecido em 97,5% para o período regulatório 2022-2025), pelo que:

$$I_{\text{DISP}} = 1$$

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

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

A média móvel do TIE registado nos últimos 3 anos com dados reais, $P_{QST} = 0,16$ min, é inferior ao valor de referência (estabelecido em 0,96 minutos para o período regulatório 2020-2025), pelo que:

$$I_{QST} = 1$$

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

Na revisão do Regulamento Tarifário de julho de 2023, a ERSE estabeleceu no IMDT um indicador associado à interligação (I_{Interl}) que mede a percentagem das horas do ano em que a “meta da interligação” é assegurada, associado a um mecanismo de incentivo com caráter simétrico, permitindo ao operador da RNT obter um desempenho positivo se acima do valor de referência ou um desempenho negativo, se abaixo desse valor de referência.

A aferição deste indicador de desempenho associado à capacidade disponível da interligação será efetuada pela ERSE, através da publicação anual, até 2025, de um relatório de “Análise da capacidade de interligação Portugal-Espanha e monitorização anual do cumprimento dos limites mínimos da capacidade disponível para comércio interzonal”. Para o ano 2024, o valor de referência, e respetivos valores mínimos e máximos do indicador, estão indicados no Quadro 5-20.

Quadro 5-20 - Parâmetros a aplicar no mecanismo associado ao indicador Interligação em 2023

	$V_{Ref} - \Delta V$	V_{Ref}	$V_{Ref} + \Delta V$
2024	87,5%	92,5%	97,5%

Por aplicação dos critérios da ERSE, para efeitos do IMDT, para avaliação do cumprimento dos níveis mínimos de MACZT, o valor mínimo da capacidade da interligação para comércio interzonal foi disponibilizado durante 97,52% do tempo, sendo superior ao valor máximo do intervalo ($V_{Ref} + \Delta V$), pelo que:

$$I_{Interl} = 0,5$$

Aplicação do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT em 2024

Nos termos atrás descritos, o Indicador Desempenho Técnico da RNT em 2024 toma o valor

$$DT = (1 + 1 + 2 \times 0,5) / 4 = 0,75$$

Tendo em atenção os parâmetros definidos pela ERSE para o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT, em 2024 o montante a receber pelo operador da RNT é:

$$IMDT = 20 \text{ milhões de euros}$$

5.3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E AGREGADOR

A atividade do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) tem sido desenvolvida desde 2018 pela ADENE, de acordo com o previsto no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável àquela atividade no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás (SNG).

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, sendo 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 diploma estabelece que a atividade deste operador será exercida por licença atribuída mediante procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, procedimento que ainda não ocorreu.

Assim, e tal como previsto, a ADENE continua, ainda que a título transitório, a desempenhar as funções de OLMC até à atribuição da licença prevista no artigo 153.º. No que respeita à função de agregador, importa salientar que até à atribuição da referida licença, as funções de operador logístico de mudança de agregador irão 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.

Além das alterações acima mencionadas, 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, em particular através da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo ORT. Desta forma, a tarifa de OLMC que era aplicada pelo ORD deixa de existir.

Esta alteração implica uma alteração dos fluxos entre operadores, ou seja: (i) na componente relativa aos preços regulados há uma faturação do OLMCA a cada comercializador ou agregador de acordo com os preços regulados fixados; e (ii) na componente relativa à recuperação pela tarifa, o OLMCA faturará ao ORT de forma a receber o montante incluído na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Para o novo período de regulação 2026-2029 manteve-se a metodologia de regulação, com definição de nova base de custo, passando-se, contudo, a definir uma meta de eficiência. Estas opções encontram-se detalhadas e justificadas no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026-2029»

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR E DE AGREGADOR

O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de OLMCA é dado pelas expressões constantes do artigo 110º do RT em vigor. O ajustamento de 2024 foi calculado com as expressões constantes do artigo 109º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

Os cálculos encontram-se no Quadro 5-21.

Quadro 5-21 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador

					Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2024	2024	Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação T2026/T2025 (%)
A	Custos afetos à atividade de OLMCA para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 364	1 372	1 417	1 505	6,2%
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0	6	0	-	-
C	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de OLMCA para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2	15	15	-72	525	-
D = A - B - C	Proveitos Permitidos da atividade de OLMCA	1 349	1 352	1 489	980	-34%
E	Proveitos da atividade do OLMCA a recuperar por aplicação do preço regulado	674	0	744	833	
F = D-E	Proveitos da atividade do OLMCA a recuperar por aplicação da parcela I da tarifa UGS	674	0	744	147	
G	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMCA às entregas a clientes			198		
H	Valor faturado no ano t-2, por aplicação do preço regulado			1 029		
I	Valor transferido do ORT - parcela I da tarifa UGS			618		
J = (G+H+I) - D	Desvio do ano			493		
i _{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, _{t-1} + spread			2,668%		
i _{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, _{t-2} + spread			3,724%		
K=j * (1+i _{t-2})(1+i _{t-1})	Ajustamento dos custos com o OLMCA tendo em conta os valores ocorridos			525		

Os proveitos permitidos da ADENE para 2026 refletem a revisão da base de custos definida para o novo período de regulação 2026-2029 e contemplam o ajustamento relativo a 2024, que se traduz num montante a devolver ao sistema.

5.4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE REGULADA DO UNIVERSO EMPRESARIAL DO GESTOR DO MERCADO A PRAZO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, art.º 170.º a 173.º, e a Portaria n.º 367/2024/1, habilitada pelo artigo 163.º-E do Decreto-Lei n.º 15/2022, preveem a regulação económica pela ERSE de algumas atividades desenvolvidas pelo OMIP S.A. Estas peças legislativas referem-se às atividades de:

- i) gestor integrado de garantias (GIG);
- ii) registo e contratação bilateral de energia (RCBE).

Assim, na revisão do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, enquadrada pela [Consulta Pública n.º 134](#), definiram-se as atividades reguladas do OMIP e os proveitos permitidos do GIG, tendo ficado em

documentação complementar (Diretiva 11/2025, de 18 de novembro⁷⁵) as metodologias de regulação da atividade de RCBE. Como detalhado na Diretiva 11/2025, os proveitos da atividade de RCBE podem ser recuperados supletivamente pelo GGS, devendo esses montantes ser neutros para o SEN durante o período de instalação da atividade. Assim, considera-se que o estabelecimento dos proveitos desta atividade deve estar integrado no processo de fixação tarifária, ficando sujeitos a parecer do Conselho Tarifário da ERSE, à semelhança do que acontece com a atividade de GIG, permitindo um tratamento regulatório robusto, transparente e eficiente.

A inclusão destas atividades no RT cria o enquadramento regulamentar necessário para assegurar o equilíbrio económico e financeiro destas atividades, previsto na legislação, quando geridas de forma eficiente. Por outro lado, a explicitação destas atividades e das respetivas metodologias de regulação económica no RT, promove a transparência, a eficiência económica e o conhecimento dos seus custos efetivos. Desta forma, contribui-se para evitar a subsidação cruzada entre as atividades reguladas e não reguladas exercidas pelo OMIP S.A.

Importa salientar que o RT, com o enquadramento destas atividades, apenas entrou em vigor no passado dia 7 de novembro. Esta circunstância torna particularmente exigente e reduzido o prazo disponível, tanto para a empresa como para o regulador, para a definição dos respetivos proveitos permitidos. Não obstante, no caso da atividade de RCBE foi possível determinar os proveitos permitidos para 2026. Conforme explicitado no ponto 5.4.2, estes montantes serão recuperados supletivamente pelo GGS, devendo ser neutros para o sistema elétrico nacional no final do período de instalação.

Quanto à atividade do GIG, tendo em conta o referido, e não tendo sido possível em tempo oportuno implementar o procedimento de reporte da informação previsional necessária à definição dos proveitos do exercício tarifário de 2026, este vai desenrolar-se da seguinte forma:

- O operador da atividade GIG, nesse ano, continuará a faturar o montante calculado nos termos efetuados até data, deduzido do valor apurado na ação de fiscalização relativo aos exercícios de 2020 a 2023, no âmbito da definição dos custos eficientes determinado no Artigo 19.º da Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril.

⁷⁵ [Diretiva 11/ 2025 de 18 de novembro](#)

- Os proveitos permitidos de 2026 serão determinados no processo tarifário de 2028, seguindo o procedimento associado aos ajustamentos tarifários definido no RT.

Durante o ano de 2026 a ERSE irá implementar o procedimento de reporte de informação necessária à definição dos proveitos permitidos para o exercício tarifário de 2027.

Nos pontos seguintes são descritas as metodologias de regulação e os princípios orientadores que sustentam a definição dos proveitos das atividades, bem como os proveitos permitidos da atividade de RCBE.

5.4.1 MODELO DE REGULAÇÃO DAS ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE REGULADA DO UNIVERSO EMPRESARIAL DO GESTOR DO MERCADO A PRAZO

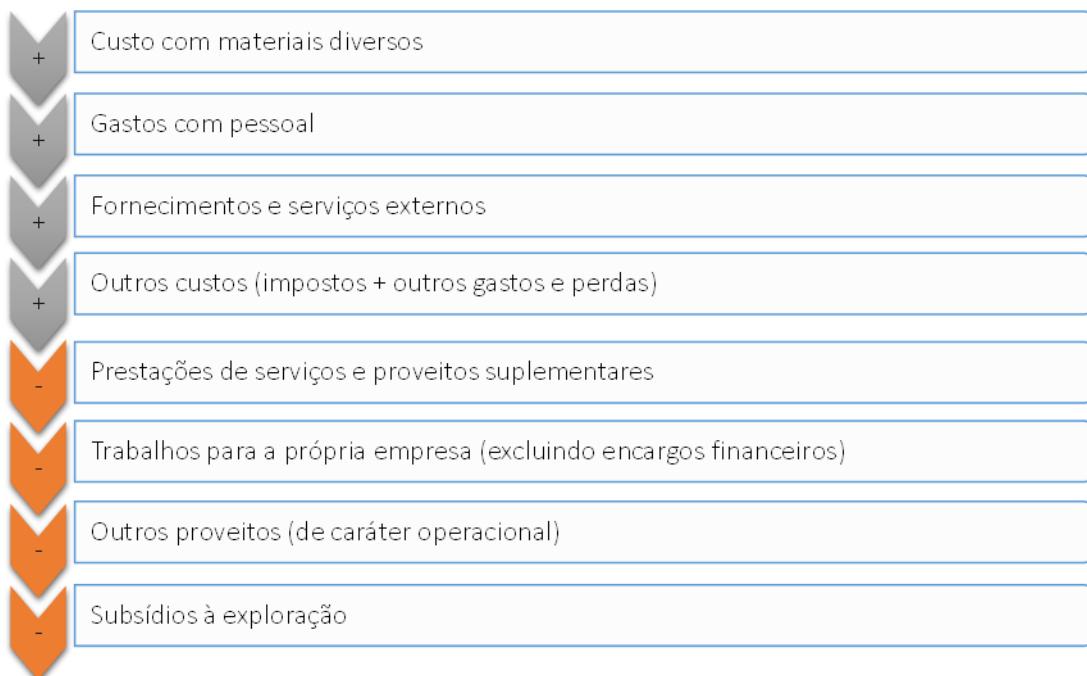
A regulação destas atividades assenta em três princípios fundamentais: separação das atividades, reportes de informação e racionalidade dos custos. A separação das atividades assegura independência e evita subsidiações cruzadas; os reportes de informação garantem transparência e permitem uma supervisão eficaz; e a racionalidade dos custos assegura que apenas os custos eficientes e justificados são considerados na definição dos proveitos permitidos. Em conjunto, estes princípios promovem uma regulação transparente, equilibrada e orientada para a eficiência.

O modelo de regulação estabelecido, vertido no RT, baseia-se na aceitação dos custos economicamente justificáveis, isto é, dos custos que se considerem necessários para a realização da atividade de forma eficiente. Os custos economicamente justificáveis previstos para a atividade regulada em cada ano são recuperados nesse ano, sendo definitivamente aceites e integrados ao fim de dois anos, no cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos, tendo por base valores reais e auditados por entidade independente.

O tipo de regulação aplicado centra-se assim na avaliação dos custos. No que diz respeito aos custos de CAPEX, a taxa de remuneração definida pela ERSE é aplicada ao valor da base de ativos fixos não financeiros, adicionado do valor das amortizações do exercício, após a dedução de comparticipações e subsídios. No caso do GIG, contempla-se, ainda, a remuneração da cobertura dos custos financeiros associados ao fundo de maneio.

No que respeita ao OPEX, as principais naturezas de custos aceites para efeitos regulatórios são as ilustradas na Figura 5-4, representando-se igualmente os proveitos da atividade regulada que não resultem da aplicação da tarifa regulada e que deverão ser deduzidos ao proveito permitido.

Figura 5-4 - Custos de exploração líquidos de proveitos não resultantes da aplicação da tarifa regulada



ATIVIDADE DE GIG

Importa, ainda, referir que os custos eficientes determinados para o GIG constituirão, como atualmente, um custo dos operadores da rede de distribuição e de transporte, que integrarão os seus proveitos permitidos. Com a entrada em vigor do novo regulamento tarifário, as normas que nele constam que estabelecem o cálculo dos proveitos permitidos da atividade GIG aplicar-se-ão no cálculo do ajustamento aos proveitos permitidos de 2026. Este ajustamento será calculado no processo de definição dos proveitos permitidos para 2028, que serão publicados com as tarifas de energia elétrica para esse ano. Em 2026, pretende-se que os proveitos da atividade de GIG sejam faturados aos operadores de rede, seguindo os princípios e os parâmetros que constam do RT e do documento “Parâmetros para o período 2026-2029”. A ERSE acompanhará este processo, de modo a apoiar os agentes na aplicação da referida regulamentação.

ATIVIDADE DE RCBE

Relativamente à atividade de RCBE, pretende-se que esta atividade seja autosuficiente, funcionando numa lógica de utilizador-pagador, assente num preço regulado aos utilizadores da plataforma de RCBE. Contudo, a legislação prevê que, supletivamente e de forma neutra, os custos não recuperáveis pelo preço regulado sejam recuperados pela GGS, através parcela I da tarifa UGS, como explicitado no Quadro 5-9 da secção 5.2.1 deste documento.

5.4.2 PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE RCBE

A Portaria n.º 367/2024/1, de 31 de dezembro, estabelece que a entidade gestora da atividade de RCBE deve remeter à ERSE um plano de negócios plurianual, devidamente fundamentado e detalhado, para efeitos de definição da metodologia remuneratória aplicável aos cinco primeiros exercícios da atividade (n.º 3 do artigo 6.º). Neste contexto, o OMIP, S.A., enquanto entidade gestora, submeteu à ERSE o referido plano de negócios, o qual foi analisado e posteriormente revisto, na sequência de pedidos de informação complementar.

Com base neste plano, foi possível determinar os proveitos permitidos expectáveis para o ano de 2026. Importa salientar que ainda não se consegue prever qual o peso dos proveitos permitidos recuperado através da aplicação de preços regulados aos utilizadores da plataforma. Os montantes dos proveitos permitidos recuperados supletivamente pelas tarifas, sê-lo-ão através da parcela I da tarifa UGS. Reitera-se que, no final do período de instalação, os fluxos tarifários entre a GGS e a atividade de RCBE deverão ser integralmente neutros.

O montante de proveitos permitidos da atividade de RCBE é dado pelas expressões constantes do artigo 9.º da Diretiva 11/2025, de 18 de novembro.

Os cálculos encontram-se no Quadro 5-22.

Quadro 5-22 – Proveitos permitidos na atividade de Registo e Contratação Bilateral de Energia

		Unidade: 10 ³ EUR Tarifas 2026
a = 1 + (2 * 3)	Custos com capital afetos à atividade de RCBE, previstos para o ano t	
1	Amortização dos ativos fixos tangíveis, goodwill e ativos intangíveis, afetos à atividade de RCBE, deduzida da amortização do ativo comparticipado, no ano t	473
2	Valor médio dos ativos fixos tangíveis, goodwill e ativos intangíveis, afetos à atividade de RCBE, líquido de amortizações e comparticipações, no ano t, dado pela média aritmética simples dos valores no início e no fim do ano	376
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos tangíveis, goodwill e ativos intangíveis afetos à atividade de RCBE, previstos para o ano t	1 564
b = 4+5+6	Custos de exploração afetos à atividade de RCBE, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	6,19%
4	Fornecimento de Serviços Externos (FSE)	1 110
5	Gastos com Pessoal	654
6	Outros Custos	446
c	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de RCBE, tendo em conta os valores ocorridos no ano t -2	10
		0
A = a+b-c	Proveitos permitidos da atividade de RCBE, previstos para o ano t	1 583
B	Proveitos da atividade de RCBE a recuperar por aplicação do preço regulado	0
C=A-B	Proveitos da atividade de RCBE a recuperar por aplicação da parcela I da tarifa UGS	1 583

Os proveitos permitidos da entidade gestora da atividade de RCBE para 2026 refletem a revisão do plano de negócios para o período de instalação da atividade, correspondendo a uma base razoavelmente justificada de custos⁷⁶. Destaca-se que a aprovação em definitivo de custos para efeitos de proveitos permitidos fica sujeita a validação posterior, aquando da submissão das contas auditadas à ERSE, nos termos estabelecidos no artigo 13.º, da Diretiva n.º 11/2025, de 18 de novembro.

5.5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

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

⁷⁶ A análise ao Plano de Negócios e a sua aprovação, nos termos e condições a definir, será remetida em documento autónomo.

5.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

5.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Nos termos do RT, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte e à faturação destes serviços aos clientes. Adicionalmente, esta atividade recupera outras rubricas de custos, cujo cálculo ocorre nas atividades que lhe dão origem, de forma a que esses valores sejam repercutidos por todos os clientes.

A publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, veio estabelecer quais os encargos que devem ser considerados como CIEG, que pela sua natureza devem ser suportados por todos os consumidores, tal como previsto no n.º 1 do artigo 208.º. Este diploma estabelece igualmente a possibilidade de existirem novos CIEG, desde que listados, como tal, no RT, ou que venham a ser estabelecidos pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Assim, a partir de tarifas de 2024, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, mais concretamente a parcela II da tarifa de UGS, passou a integrar todos os CIEG, com exceção das rendas de concessão pagas aos municípios, cuja recuperação se manterá ao nível da atividade de distribuição em BT. Na parcela I da tarifa de UGS são repercutidos os custos associados à gestão global do sistema, bem como os outros custos não classificados como CIEG nos termos da legislação em vigor (como os custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência).

A partir da mesma data, esta atividade passou a contemplar as medidas de contenção tarifária (MCT), que anteriormente estavam a ser consideradas ao nível dos proveitos do CUR, mais precisamente da CVEE PRE⁷⁷. Mais recentemente, e em conformidade com o que já era realizado quando as MCT estavam consideradas ao nível dos proveitos do CUR, foram incluídos no cálculo das MCT os ajustamentos de t-1 e de t-2.

Além disso, com a criação da nova figura do Agregador de Último Recurso (AUR), as anteriores rubricas relativas à recuperação do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE), que eram recuperadas também por aplicação da parcela II da tarifa de UGS do ORD, foram

⁷⁷ A medida relativa às garantias de origem continua a ser incorporada nos proveitos da atividade de CVEE PRG

substituídas pelas novas atividades que lhes correspondem desenvolvidas pelo Agregador de Último Recurso (AUR): Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores com Remuneração Garantida (CVEE PRG) e Compra e Venda de Energia Elétrica a Produtores Renováveis em Mercado e de Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC). A definição mais completa destas novas atividades e a forma de cálculo dos respetivos proveitos é apresentada no ponto 5.7.

Importa igualmente referir que, tal como previsto no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, o RT passou a contemplar a possibilidade de diferimento intertemporal de todos os CIEG no período máximo de cinco anos e até 2025.

Ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte foi igualmente concretizada a separação dos proveitos recuperados pela aplicação de cada uma das parcelas da tarifa de uso global do sistema, ficando evidente quais as rubricas de custos que são recuperadas ao nível da UGS I e da UGS II. Tal como já anteriormente mencionado, a componente de proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de OLMC foi eliminada.

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pelas expressões estabelecidas nos artigos 118.º a 122.º do RT em vigor.

Quadro 5-23 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2025	T2026	Variação %
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
A = A' + A''	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS	1 322 141	1 287 037	-3%
A' = 1+2-3	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS I	46 891	45 945	-2%
1	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	46 463	55 911	
2	Diferencial de custo (sobrecusto) com a aquisição da produção renovável em mercado e excedentes de autoconsumo (PREAC)	469	1 236	
3	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS I faturados em t-2	41	11 202	
A'' = 4+5+6-7+8+9-10-11-12	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS II	1 275 250	1 241 092	-3%
4	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	253 467	260 539	
5	Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção com remuneração garantida (PRG)	1 294 422	1 184 404	
$6 = a' + b' + c' + d' + e'$	CMEC	85 175	84 813	
a'	Parcela Fixa dos CMEC	67 264	67 249	
	Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	
	Ajustamentos	-267	-283	
b'	Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro			
	Parcela de Acerto dos CMEC	18 861	18 879	
	Devolução de valores do passado	0	0	
	Reversão serviços sistema	0	0	
	Regularização ajustamento parcela acerto	0	0	
	Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948	
	Ajustamentos	-87	-69	
c'	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	
d'	Componente de alisamento dos CMEC	-950	-1 315	
	Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-754	-989	
	Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	-196	-326	
e'	Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos CMEC	0	0	
7	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-54 370	0	
$8 = a' + b' + c'$	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	-38 331	74 416	
a'	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-38 331	74 416	
b'	Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	0	0	
c'	Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	0	0	
9	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e BTE	118	158	
	em NT	381	397	
	em BTE	-13	-18	
	em BT	-250	-221	
10	Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro	0	0	
11	Medidas contenção tarifária	373 971	372 099	
12	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS II faturados em t-2		-8 861	
B = B' - B''	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	364 993	378 817	4%
B'	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	372 057	370 662	
B''	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	7 063	-8 155	
D = A+B	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	1 687 135	1 665 853	
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-117 298	-129 972	

Como já referido, os proveitos a recuperar nesta atividade dependem de outras atividades do SEN. No seu conjunto observa-se uma diminuição de proveitos a recuperar por aplicação da UGS prevista para 2026 que é influenciada, principalmente, pela variação do diferencial de custo da PRG (linha 5). Simultaneamente, assiste-se a uma inversão do ajustamento da UGS, que passa para um montante a devolver ao sistema. Em sentido oposto, assiste-se a uma ligeira redução das MCT (linha 11) e a um incremento dos custos no âmbito da sustentabilidade de mercados (Linha 8), que contribuíram para que a diminuição dos proveitos permitidos não fosse maior.

De seguida apresentam-se o detalhe e a justificação de algumas das componentes incluídas ao nível dos proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de UGS para 2026.

5.5.1.1.1 DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE PRODUÇÃO RENOVÁVEL EM MERCADO E EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO E DIFERENCIAL DE CUSTO DA AQUISIÇÃO DA PRODUÇÃO COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

O detalhe de cálculo destes sobrecustos é apresentado nos pontos 5.7.1 e 5.7.2, respetivamente, onde se descrevem as rúbricas mais relevantes para este cálculo e os pressupostos subjacentes às previsões dessas rúbricas.

5.5.1.1.2 DÉFICE TARIFÁRIO

O diferimento do sobrecusto da produção com remuneração garantida é, atualmente, a única rúbrica constante do Quadro 5-23 que contribui para a dívida tarifária. Este montante encontra-se implícito na respetiva natureza de custo (linha 5). Os valores dos diferimentos do sobrecusto da produção com remuneração garantida que contribuem para a dívida tarifária encontram-se detalhados no documento de «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026».

5.5.1.1.3 CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, a repercussão do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do CUR, relativos a 2024 e a 2025, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. Estes montantes serão descriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR apresentada no capítulo 5.6.1.2.

5.5.1.1.4 DIFERENCIAL RESULTANTE DA EXTINÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

De forma a operacionalizar a repercussão tarifária da devolução dos créditos aos consumidores prevista na [Instrução n.º 04/2018](#), de 13 de setembro, o montante previsto dos créditos aos consumidores foi deduzido aos proveitos permitidos dos CUR através da parcela de custos não contemplados no âmbito das metas de eficiência e recuperado pelos consumidores na parcela II da tarifa da UGS através do diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os diferentes níveis de tensão.

5.5.1.1.5 CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, estabelece o regime de apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis através da tarifa social nos artigos 196.º e seguintes. A tarifa social é calculada através de um desconto na tarifa de acesso às redes em BTN, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo, nos termos do artigo 198.º do referido Diploma.

Para 2026 foi estabelecido um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis, conforme Despacho n.º 12372/2025, de 21 de outubro.

Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pela E-REDES em 2026 e os ajustamentos dos montantes descontados em 2024 e 2025 face aos valores transferidos pelo operador da rede de transporte, são apresentados nos correspondentes quadros deste capítulo.

A informação relativa ao financiamento dos custos com a tarifa social é apresentada no Anexo I.

5.5.1.1.6 CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL (CMEC)

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação em vigor, estabelece que a cessação de cada Contrato de Aquisição de Energia (CAE) confere aos seus contraentes, REN ou produtor, o direito a receber, a partir da data da respetiva cessação antecipada, uma compensação pecuniária designada por Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC).

O regime aplicável às situações transitórias decorrentes dos CAE encontra-se estabelecido no artigo 300.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Esta compensação destina-se a garantir a manutenção do equilíbrio contratual entre as partes contraentes, subjacente ao respetivo CAE, nomeadamente garantindo a obtenção de benefícios económicos equivalentes aos proporcionados por esse contrato que não sejam adequadamente assegurados através das receitas expectáveis em regime de mercado.

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

PARCELA FIXA DOS CMEC

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

A parcela fixa dos CMEC corresponde a uma renda anual sobre o montante bruto de compensação pela cessação antecipada do conjunto dos CAE cessados, isto é, sobre o valor inicial dos CMEC. Para cada centro electroprodutor, este último montante corresponde ao valor atual, à data de cessação, da soma para cada ano do período remanescente contratado no respetivo CAE das previsões dos encargos fixos subtraídos dos rendimentos decorrentes da venda de energia em mercado por sua vez deduzidos dos custos variáveis de produção. A taxa nominal aplicável ao cálculo da anuidade da parcela fixa dos CMEC é de 4,72%, com efeitos a 1 de janeiro de 2013, de acordo com a Portaria n.º 85-A/2013, de 27 de fevereiro.

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

O desvio da faturaçāo da parcela fixa, de acordo com o Decreto-Lei n.º 240/2004, deverá ser repercutido nas tarifas do ano seguinte em doze prestações a partir de 1 de abril. Em tarifas 2025 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2026 durante o 1º trimestre.

PARCELAS DE ACERTO E DE ALISAMENTO

Em 2017, conforme definido pela Lei do Orçamento de Estado, a ERSE realizou um estudo relativo ao apuramento do montante do ajustamento final dos CMEC e o membro do governo responsável pela área da energia determinou o valor do ajustamento final dos CMEC nos termos estabelecidos no n.º 7 do artigo 3º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de agosto.

Reunidas todas as condições para a definição do valor definitivo para o ajustamento final dos CMEC, o montante proposto no estudo da ERSE, 154,1 milhões de euros, foi homologado por Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia. Aquele montante vem sendo recuperado nas tarifas anuais através de um valor anual, determinado nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004.

Relativamente às revisibilidades do passado, importa voltar a dar nota que a ERSE não teve conhecimento de que os montantes relativos, quer à revisibilidade anual de 2016, quer à revisibilidade relativa ao 1.º semestre de 2017, já se encontram homologados. Assim, por prudência e por forma a garantir a

estabilidade tarifária, os valores previsionais das revisibilidades de 2016 e 2017 foram repercutidos nas tarifas e, consequentemente, faturados aos clientes finais pela então EDP Distribuição⁷⁸. No entanto, e não tendo conhecimento que tenha ocorrido a homologação por parte do membro do Governo responsável pela área da energia dos valores em causa, seguindo o procedimento previsto na legislação aplicável, aqueles montantes não foram transferidos para a EDP Produção.

Depois de evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2026:

- parcela fixa que inclui (i) a renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC e (ii) os respetivos desvios de faturaçāo⁷⁹;
- parcelas de acerto e de alisamento que incluem: (i) a renda anual relativa ao acerto final dos CMEC e (ii) os respetivos desvios de faturaçāo.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2026 é o que se apresenta no Quadro 5-24.

Quadro 5-24 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2026

		Unidade: 10 ³ EUR
		Ano 2026
Parcela Fixa		
Renda anual - valor inicial		67 532
Desvios faturaçāo		-283
Parcela de Acerto		
Renda anual - ajustamento final		18 948
Desvios faturaçāo		-69
Parcela de alisamento		
Desvios de faturaçāo t-1 - parcela fixa		-989
Desvios de faturaçāo t-1 - parcela acerto		-326
Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos CMEC		0
Total		84 813

⁷⁸ Os valores referentes a 2016 foram sujeitos a ajustamento, entre o valor final e o valor previsto, contrariamente aos valores referentes a 2017 para o qual só se consideraram os valores previstos, mas em nenhum caso foram homologados, pelo que se mantêm previsionais. Como tal, os valores foram transferidos para a então EDP Distribuição, mas não entregues à EDP Produção.

⁷⁹ Os desvios das parcelas fixa e de acerto correspondem ao fecho dos desvios nessas parcelas, ocorridos dois anos antes.

5.5.1.1.7 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

Com as alterações legislativas e regulamentares ocorridas, e tal como já referido anteriormente, os proveitos a recuperar pela aplicação da parcela II da tarifa de UGS passaram a considerar as medidas de contenção tarifária (MCT), anteriormente repercutidas ao nível da atividade de CVEE PRE. Desta forma, fica mais evidente o objetivo destas medidas de mitigar o impacte dos CIEG nas tarifas. O valor das MCT contempla o valor previsto para o ano de tarifas adicionado dos ajustamentos de anos anteriores.

Importa, contudo, mencionar que, pela sua natureza, os montantes associados às receitas das vendas de Garantias de Origem mantêm-se ao nível da atividade CVEE PRG do AUR e que quaisquer acertos de anos anteriores, relativos às medidas de contenção tarifária continuarão a ser transferidos para esta atividade caso sejam recuperados ao nível da atividade de CVAT do ORD.

De seguida identificam-se as medidas de contenção tarifária com efeitos em tarifas de 2026:

- montantes estimados transferir para o SEN no ano de 2026 que resultam da afetação dos montantes associados ao remanescente do produto da CESE, à receita obtida com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos e a 60% da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa, conforme Despacho n.º 13622/2025, de 11 de novembro;
- transferências a efetuar pelo Fundo Ambiental para garantir a neutralidade tarifária do CAPEX decorrente das infraestruturas de ligação ao projeto *Windfloat*, cujo montante para 2026 ainda não se encontra definido, pelo que não se considera qualquer valor para esta medida;
- mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual.

O valor global das medidas de contenção tarifária afetas à atividade do ORD de compra e venda do acesso à rede de transporte é apresentado no Quadro 5-25.

Quadro 5-25 – Valor global das medidas de contenção tarifária para 2026, com impacto na redução de CIEG (parcela II da tarifa de UGS)

		Unidade: 10 ³ EUR	T2025	T2026
A	Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t (1+2+3+4+5+6)	454 021	407 964	
1	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN	350 110	359 938	
2	Transferências do Fundo Ambiental - CESE	52 960	29 510	
3	Transferências do Fundo Ambiental - ISP	6 109	11 351	
4	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat	0	0	
5	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	44 842	7 164	
6	Outras medidas mitigadoras SEE	0	0	
B	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previsto para o ano t-1	80 050	17 499	
C	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, do ano t-2	0	18 367	
D = A - B - C	Montante total das medidas de contenção tarifária do SEN, incluindo ajustamentos de anos anteriores, a recuperar na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do ano t.	373 971	372 099	

Nota: As receitas do mecanismo do Decreto-Lei n.º 74/2013 apresentadas neste quadro correspondem à soma da receita do próprio ano com o ajustamento das receitas de t-1 e t-2. Em 2026 inclui igualmente o montante de 2 370 milhares de euros relativo a juros, para assegurar a neutralidade financeira na repercussão tarifária dos valores do mecanismo dos anos de 2021, bem como o acerto face ao valor final do mecanismo de 2021, no montante de 1 369 milhares de euros.

O ajustamento definitivo de 2024 daquelas medidas, é o apresentado no Quadro 5-26.

Quadro 5-26 – Cálculo do ajustamento das medidas de contenção tarifária para 2024

		Unidade: 10 ³ EUR	2024
A	Montante recebido pelo operador da rede de distribuição relativo às medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, no ano t-2 (t+2+3+4+5+6)	946 931	
1	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN	311 112	
2	Transferências do Fundo Ambiental - CESE	63 495	
3	Transferências do Fundo Ambiental - ISP	5 099	
4	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat	3 446	
5	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	-2 222	
6	Outras medidas mitigadoras SEE	566 000	
B	Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t-2 (7+8+9+10+11+12)	1 041 354	
7	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN [(a/12*5)+(b/12*7)]	408 982	
a	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN (T2024 - Dez 2023)	463 190	
b	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN (T2024 - Mai 2024)	370 262	
8	Transferências do Fundo Ambiental - CESE	63 495	
9	Transferências do Fundo Ambiental - ISP	5 099	
10	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat	0	
11	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	-2 222	
12	Outras medidas mitigadoras SEE	566 000	
C	Ajustamento provisório das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do ano t-1	80 050	
i _{t-2}	taxa de juro para ajustamentos do ano t-2, acrescida de spread	3,724%	
i _{t-1}	taxa de juro para ajustamentos do ano t-1, acrescida de spread	2,668%	
[- (A - B) * (1+i_{t-2})] * (1+i_{t-1}) - C * (1+i_{t-1})]	Ajustamento das medidas de contenção tarifária do ano t-2		18 367

Para 2025 estima-se um ajustamento daquelas medidas, tal como apresentado no Quadro 5-27.

Quadro 5-27 – Cálculo do ajustamento provisório das medidas de contenção tarifária para 2025

		Unidade: 10 ³ EUR
		2025
A	Montante recebido pelo operador da rede de distribuição relativo às medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, no ano t-1 ($t+2+3+4+5+6$)	436 977
1	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO ₂ que reverte para o SEN	335 730
2	Transferências do Fundo Ambiental - CESE	51 535
3	Transferências do Fundo Ambiental - ISP	3 350
4	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat	1 520
5	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	44 842
6	Outras medidas mitigadoras SEE	0
B	Medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previstas para o ano t-1 ($7+8+9+10+11+12$)	454 021
7	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO ₂ que reverte para o SEN	350 110
8	Transferências do Fundo Ambiental - CESE	52 960
9	Transferências do Fundo Ambiental - ISP	6 109
10	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat	0
11	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	44 842
12	Outras medidas mitigadoras SEE	0
i _{t-1}	taxa de juro para ajustamentos do ano t-1, acrescida de spread	2,668%
- (A - B) * (1+i_{t-1})	Ajustamento das medidas de contenção tarifária do ano t-1	17 499

RECEITAS DE ISP APlicável ÀS CENTRAIS DE CICLO COMBINADO A GÁS NATURAL

Ao nível do regime fiscal do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) é estabelecido um adicional de tributação que incide também sobre a utilização de carvão e do gás natural para a produção de eletricidade, o qual toma em consideração a evolução das cotações das licenças de emissão de CO₂.

No caso do gás natural, nos termos que decorrem da aplicação da Lei n.º 45-A/2024, de 31 de dezembro, na sua atual redação, que aprovou o Orçamento de Estado de 2025 (LOE 2025), a repercussão dos valores de tributação, na fórmula de cálculo da taxa expressa no Código dos Impostos Especiais de Consumo, é de 50% em 2025 e a previsão da sua manutenção em 2026.

Contudo, importa referir que, em 2025, o gás natural utilizado em instalações abrangidas pelo regime do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as compreendidas pela Exclusão Opcional prevista neste regime, estão também isentas da taxa de adicionamento sobre as emissões do CO₂, sendo por isso apenas aplicada a taxa de ISP, em 2025, tal como estabelecido no n.º 5 do artigo 98.º da LOE 2025. Para efeitos da definição de receitas de ISP, para 2026, foi assumido que este pressuposto se mantém.

Por outro lado, nos termos do n.º 7 do artigo 98º da LOE 2025, é consignado ao SEN o valor correspondente a 50% das receitas decorrentes da aplicação do referido regime fiscal, através do Fundo Ambiental.

Para efeitos do cálculo da estimativa de receitas do ISP, em 2025 e 2026, utilizou-se o ajuste (considerando o descomissionamento antecipado da central termoelétrica a carvão de Sines e o descomissionamento da central termoelétrica de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro findo o respetivo Contrato de Aquisição de Energia, bem como a observabilidade do atual regime de exploração das CCGT no SEN) aos cenários mensais de produção termoelétrica apurados através da aplicação do modelo Valorágua, idêntico ao que se utilizou no cálculo da revisibilidade final, sendo que, para parte de 2025, se utilizou informação histórica de produção real da produção termoelétrica conhecida entre o período de 1 de janeiro a 23 de agosto de 2025, proveniente do gestor global do SEN, no total de 3.941 GWh⁸⁰.

Em 2025, a ERSE estima uma produção total proveniente das centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural de 6.155 GWh e um valor unitário de ISP aplicável no valor de 1,09 €/MWh, traduzindo-se numa receita de cerca de 6,7 milhões de euros, sendo consignado ao SEN 50% desse valor, no montante de cerca de 3,35 milhões de euros. Em 2026, de acordo com o Despacho n.º 13622/2025, de 11 de novembro considera-se um montante de 11,3 milhões de euros.

Faz-se notar que o valor previsional para 2026, poderá ser afetado pelo quadro legal do ISP aplicável no seguimento da publicação do Orçamento de Estado para esse ano, já que se considera para efeitos do seu apuramento, a manutenção do regime legal do ISP aplicado em 2025.

MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE (MEC), DECORRENTE DA APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013, ALTERADO PELO DECRETO-LEI N.º 104/2019

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, estabeleceu o regime legal do mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema.

Este diploma determina igualmente que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços

⁸⁰ Exclui-se da informação histórica de produção real os dados de produção da Central da Tapada do Outeiro.

médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores de energia elétrica.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, foi concretizada a primeira alteração àquele diploma, que contempla a possibilidade de ajustar a incidência dos eventos extramercado à tecnologia de produção de eletricidade sobre a qual incide, assegurando-se deste modo uma aplicação dirigida, que evita as distorções da aplicação indiferenciada sobre todos os produtores de eletricidade e também a possibilidade de aplicação de um pagamento por conta, que mitiga, temporalmente, o desfasamento entre a ocorrência do evento extramercado e a respetiva compensação tarifária, para além de aclarar o âmbito de abrangência de aplicação aos centros eletroprodutores do referido mecanismo de equilíbrio concorrencial, designadamente as centrais com CMEC, que se encontrem dentro do período da revisibilidade final, nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Com a publicação da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto⁸¹, foi concretizado o conjunto de princípios consagrado na respetiva norma habilitante, estabelecendo-se: (i) o procedimento de elaboração, incluindo calendário e demais trâmites, do estudo sobre os impactos de medidas e eventos extramercado registados no âmbito da União Europeia, previsto no n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação vigente; (ii) a forma de dedução dos valores a suportar, em função dos resultados do estudo a elaborar pela ERSE, pelos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial e (iii) a forma de aplicação do valor de pagamento por conta, sujeito ao ajustamento final, determinado na sequência da fixação definitiva do valor do pagamento.

A referida Portaria determina que a ERSE elabore, para cada ano, um estudo de avaliação dos impactos dos eventos extramercado (“estudo”), o qual deve ser concluído até ao final de abril do ano seguinte ao que o estudo respeita, sendo este estudo objeto de parecer pelo Conselho Tarifário da ERSE e da Direção-Geral de Energia e Geologia, previamente ao seu envio ao membro do Governo responsável pela área da energia.

Sucede, porém, que, por circunstâncias várias, algumas delas envolvendo descontinuidades temporais dos elementos radicais de aplicação do estudo (as suspensões sucessivas do regime fiscal aplicado no Reino de Espanha, o núcleo central dos eventos extramercado de ordem externa) ou mesmo a alteração das regulares condições de funcionamento do mercado de eletricidade à vista (vide mecanismo excepcional e temporário aprovado estabelecido pelo do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, e prorrogado, com

⁸¹ Que revoga a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro.

modificações, pelo Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março), a aplicação de uma abordagem econométrica simplificada, como a atualmente empregue pela ERSE no estudo, deixou de garantir os mesmos graus de aderência às efetivas condições de formação do preço marginal da eletricidade no mercado diário do MIBEL.

Neste sentido, tendo a ERSE prevista a reformulação metodológica dos estudos, previstos no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial, procurando sanar as dificuldades atrás mencionadas, foi suscitada, pela ERSE, a contribuição, para a ponderação de uma nova metodologia, dos agentes produtores abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, de forma dirigida ou de forma indireta, através das associações representativas do sector, tendo sido promovida uma audiência a interessados, que decorreu entre os dias 17 de maio e 18 de junho de 2024.

Considerando os contributos recebidos, a proposta de revisão da metodologia de avaliação seguida no estudo previsto na Portaria n.º 282/2019, foi realizada pela ERSE através de consulta pública⁸² que decorreu entre os dias 29 de janeiro e 11 de março de 2025, tendo a ERSE realizado observações relevantes aos comentários recebidos, pelas entidades que nela participaram, quanto à adequação da metodologia de avaliação a ser adotada na elaboração do estudo referente a 2024.

APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013, NA SUA REDAÇÃO ATUAL

O regime legal do mecanismo regulatório para o equilíbrio concorrencial visa, como atrás referido, corrigir o efeito de eventos ou medidas que ocorram noutras Estados-Membros da União Europeia, e que não se relacionam diretamente com fatores endógenos ao mercado português, sobre a formação dos preços no mercado grossista de eletricidade.

Desde 2013 que se encontra em vigor um conjunto de incidências tributárias sobre os produtores do setor elétrico espanhol, em particular sobre a produção de energia elétrica (*Ley 15/2012*, de 27 de dezembro, alterada e atualizada na *Ley 9/2013*, de 13 de julho), as quais não podem deixar de ser consideradas como sendo impactantes no funcionamento do MIBEL, no qual foi identificado pela ERSE como evento passível de ser corrigido no âmbito do mecanismo regulatório para o equilíbrio concorrencial, sendo que qualquer suspensão ou revogação deste evento tem como consequência inelutável a sua inexistência.

⁸² [Consulta Pública n.º 129](#)

A metodologia, seguida pela ERSE, para o apuramento do valor dos impactes de eventos extramercado baseia-se na informação histórica do mercado grossista de eletricidade do MIBEL. Previamente à aplicação do regime alterado do referido mecanismo (i.e., com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto), o cálculo do valor dos impactes era prospetivo – i.e., valeria para o futuro. A abordagem atualmente em vigor estabelece que os impactes são apurados em cenário real e postecipado, sem prejuízo da definição de um valor de pagamento por conta que, esse sim, é de natureza prospetiva.

No que se refere à vigência efetiva do regime de equilíbrio concorrencial para Portugal, importa considerar os seguintes elementos de ordem legislativa:

- **Para o ano de 2021:** nos termos do Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho, e do Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro, foi suspensa a aplicação (e correspondente receita) do mecanismo de equilíbrio concorrencial, entre 1 de julho de 2021 e 31 de dezembro de 2021. A 25 de janeiro de 2024, foi publicado o Despacho n.º 976/2024, que determina a compensação final a aplicar para o ano de 2021 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público, no seguimento da realização do estudo pela ERSE relativo a 2021 no âmbito da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto;
- **Para o ano de 2022:** no decurso deste ano, o Despacho n.º 1322/2022, de 1 de fevereiro, o Despacho n.º 6287/2022, de 19 de maio, e o Despacho n.º 9838/2022, de 9 de agosto, na mesma senda do que se verificou no ano de 2021, prorrogou, até ao final deste ano, a suspensão de aplicação (e da receita daí decorrente) do mecanismo de equilíbrio concorrencial;
- **Para o ano de 2023:** neste ano, o Despacho n.º 5748/2023, de 22 de maio, estabeleceu a continuidade da suspensão aplicada à receita decorrente do mecanismo de equilíbrio concorrencial durante o período compreendido entre 1 de janeiro e 31 de dezembro de 2023, motivada, como nos anos anteriores, pela “(...) renovação da suspensão das medidas de incidência fiscal em Espanha, identificadas pela ERSE como tendo impacte na formação dos preços médios da eletricidade no mercado grossista em Portugal.”
- **Para o ano de 2024:** o Despacho n.º 3034/2024, a 21 de março, determina o fim da suspensão do mecanismo de equilíbrio concorrencial, tendo como fundamento a decisão do Governo do Reino de Espanha de, através do *Real Decreto-ley 8/2023⁸³, de 27 de diciembre*, cessar a suspensão do regime fiscal incidente sobre a produção de energia elétrica, reintroduzindo-o de forma faseada até ao final

⁸³ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2023-26452>

do ano de 2024, tendo o membro do Governo responsável pela área da energia, nos termos do referido Despacho, determinado os valores a pagamento por conta a aplicar no ano de 2024.

Assim, na data em que se define as tarifas e preços para 2026, não se perspetivando alterações ao enquadramento legal do Reino de Espanha relativo à tributação aplicável à eletricidade, deve colocar-se como cenário a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial em Portugal nos anos de 2025 e 2026.

MONTANTES APURADOS COM O DECRETO-LEI N.º 74/2013, ALTERADO PELO DECRETO-LEI N.º 104/2019

Como se referiu, os montantes apurados com a aplicação do regime previsto no Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, estão, de forma simplificada, dependentes: (i) da realização do estudo, pela ERSE, para o ano em causa; (ii) da homologação dos valores desse estudo pelo membro do Governo responsável pela área da energia; e (iii) da verificação dos valores de energia elétrica injetada na RESP pelos produtores de eletricidade abrangidos e correspondente faturação pelo gestor global do SEN.

Relativamente ao ano de 2024, com a publicação do Despacho n.º 12554/2025 de 27 de outubro, do Gabinete da Ministra do Ambiente e Energia, aprovou-se o valor final da compensação a ser paga pelos agentes abrangidos a título do mecanismo de equilíbrio concorrencial aprovado pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua atual redação. Este valor segue a modulação e a significância do estudo elaborado pela ERSE para o ano de 2024, tendo-se estimado uma receita final imputável a este ano de cerca de 36 milhões de euros, que será objeto de determinação exata no âmbito do processo de ajuste dos pagamentos por conta, que ocorrerá no ano de 2026.

Sem prejuízo da realização do estudo referente ao ano de 2025, durante o 1.º semestre de 2026, conforme previsto no respetivo quadro legal aplicável, a ERSE elaborou uma estimativa de valores previsionais para os anos de 2025 e 2026.

No que respeita aos valores previsionais para 2025, não existindo, na presente data, decisão final do membro do Governo responsável pela área da energia para os valores da compensação a aplicar para o ano de 2024, entende-se como ajustado considerar que a receita associada a 2025, em base previsional, seja modulada pelo menor dos valores do estudo para o ano de 2024 (20,3 milhões de euros), afetado de um coeficiente de 90%, que corresponde à relação da produtibilidade hídrica entre 2025 e o ano de 2024 (em período homólogo, até ao final dos respetivos meses de julho), assumindo um valor global previsional de 18,3 milhões de euros.

Para o exercício previsional de 2026, dada a incerteza e volatilidades crescentes em mercado grossista, em particular quanto ao valor do preço de mercado considera-se prudente não assumir qualquer montante associado a este mecanismo.

Estes valores de receita, previstos para os anos de 2025 e 2026, implicarão, necessariamente, ajustamentos posteriores, em função dos valores de pagamento a final que serão apurados aquando a realização do estudo em 2026 (para 2025) e em 2027 (para 2026), nos termos da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, estando estes sujeitos ao correspondente ajustamento dentro da mecânica tarifária.

5.5.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 116.º a 119.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, os ajustamentos dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são dados pelas diferenças entre os proveitos efetivamente faturados em 2024 e os que resultam da aplicação da fórmula presente em cada um dos respetivos artigos com os custos efetivamente ocorridos em 2024.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2026, por aplicação da tarifa de UGS, parcela I e parcela II, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação das respetivas parcelas da tarifa de UGS recalculados com os valores reais. A esta diferença, é deduzido o desvio da tarifa social.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2026 por aplicação da tarifa de URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de URT recalculados com os valores reais.

As atualizações dos desvios para 2026 são calculadas por aplicação das taxas apresentadas no Quadro 3-6.

O Quadro 5-28 sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 5-28 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR 2024
A' = 1 + 2 - 3	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS I	44 710
1	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	44 149
2	Diferencial de custo (sobrecusto) com a aquisição da produção renovável em mercado e excedentes de autoconsumo (PREAC)	520
3	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS I faturados em t-2	-42
B'	Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da UGS I	55 229
C' = B' - A'	Desvio de proveitos por aplicação da TUGSI pelo ORD	10 519
D' = [[C' x (1+i_{t-2})⁰]x (1+i_{t-1})⁰]	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de UGS I faturados em t-2	11 202
A'' = 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11 - 12	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS I	987 390
4	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	611 194
5	Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção com remuneração garantida (PRG)	1 429 415
6	Custos com aplicação da tarifa social	-129 802
7	CMEC	86 743
a'	Parcela Fixa dos CMEC	68 035
b'	Parcela de Acerto dos CMEC	19 276
c'	Componente de alisamento dos CMEC	-568
8	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	-66 643
a'	Custos no âmbito da sustentabilidade mercados	-205 996
b'	Custos ou proveitos alínea a) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	36 163
c'	Custos ou proveitos alínea b) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	103 190
9	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição	-300
a'	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição em NT	-6
b'	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição em BTE	-25
c'	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição em BT	-269
10	Sobreproteito Tarifas transitórias	0
11	Medidas contenção tarifária	946 931
12	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-3 714
B''	Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da UGS II	891 252
C''	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	6 606
D'' = [B''] - [A'']	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS II pelo ORD	-102 744
E''	Ajustamento provisório das medidas de contenção tarifária, calculado em t-1 atualizado a t	82 186
F''	Ajustamento das medidas de contenção tarifária do ano t-2	18 367
G'' = [[D'' x (1+i_{t-2})⁰]x (1+i_{t-1})⁰] - E'' - F''	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de UGS II faturados em t-2	-8 861
F = I - J	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	352 945
i	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	358 896
j	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	5 951
G	Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da URT	345 287
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	-7 658
I = [[H x (1+i_{t-2})⁰]x (1+i_{t-1})⁰]	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de URT faturados em t-2	-8 155
i _{t-2} ⁰	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	3,724%
i _{t-1} ⁰	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 117.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento aos proveitos do operador da rede distribuição em Portugal Continental, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para

2024 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2024. O cálculo do ajustamento é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 5-29 - Ajustamento da Tarifa Social

		Unidade: 10 ³ EUR
		2024
A	Montante a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2024 (Dez2023)	129 850
A'	Montante a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2024 (Mai2024)	129 768
B	Desconto concedido pelo ORD no ano t-2	123 196
C = (A*5/12)+(A'*7/12) - B	Desvio em t por aplicação da tarifa social em t-2	6 606
D	Ajustamento estimado em t-1 por aplicação da tarifa social em t-2	4 486
i _{t-2}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	3,724%
i _{t-1}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	2,668%
[(C * (1+i_{t-2}) * (1+i_{t-1})) - D * (1+i_{t-1})]	Ajustamento a repercutir no ano t por aplicação da tarifa social no ano t-2	2 429

5.5.1.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 4 do artigo 117.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento dos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal Continental no ano 2025 por aplicação da tarifa social, é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 5-30 - Ajustamento da Tarifa Social

		Unidade: 10 ³ EUR
		2025
A	Montante estimado a transferir pelo ORT do valor previsto da tarifa social em t-1	117 298
B	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano t-1	131 969
i _{t-1}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	2,668%
(A - B) * (1+i_{t-1})	Ajustamento a repercutir no ano t por aplicação da tarifa social no ano t-1	-15 062

5.5.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação que se inicia em 2026, e decorre até 2029, mantém-se a aplicação da metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT, que

vigorou no período de regulação de 2022-2025. Recorda-se que esta metodologia é complementada com o mecanismo de partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas, em ambos os níveis de tensão.

O processo de definição das bases de custos TOTEX e dos parâmetros aplicáveis ao período de regulação 2026-2029 encontra-se detalhado no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029». Neste documento identifica-se também o tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rúbricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de DEE em 2026.

De uma forma resumida, os principais indutores de custos que determinam a evolução dos proveitos permitidos decorrentes da aplicação desse *revenue cap* na atividade de DEE são os seguintes:

1. atividade de DEE em AT/MT

- condições de financiamento pré 2022 com neutralização da eficiência;
- fator de neutralização da eficiência (fator de ajustamento ao IPIB-X);
- condições de financiamento pós 2022;
- potência ligada à rede de distribuição para produtores;
- extensão da rede.

2. atividade de DEE em BT

- condições de financiamento pré 2022 com neutralização da eficiência;
- fator de neutralização da eficiência (fator de ajustamento ao IPIB-X);
- condições de financiamento pós 2022;
- número médio de clientes.

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o novo período de regulação, fazem parte dos proveitos permitidos desta atividade os custos com rendas de concessão e os montantes associados aos programas de reestruturação de efetivos. De acordo com a metodologia adotada para o atual período de regulação, continuam igualmente a ser considerados como proveitos fora da base de custos os montantes associados à renda com ganhos e perdas atuariais.

No caso da atividade de distribuição de Energia Elétrica em BT mantém-se, igualmente, a inclusão na rúbrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência para o nível de tensão BT, a devolução dos

proveitos suplementares obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, uma vez que esta rúbrica deixou de ser considerada na base de custos sujeita a metas de eficiência. Esta decisão encontra-se fundamentada no referido documento de «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)».

No ajustamento de 2024, calculado com base nos parâmetros definidos para o período de regulação de 2022-2025, considera-se também, na rubrica “outros custos não sujeitos a metas de eficiência”, os montantes faturados pelo Gestor Integrado de Garantias do SEN (GIG) ao operador da rede de distribuição. Este procedimento irá manter-se no período de regulação de 2026 a 2029.

Para o período de regulação de 2026 a 2029 reformula-se os incentivos da atividade de DEE. Tal como apresentado, na [Consulta Pública 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 incentivo à inovação e novos serviços (redes inteligentes). Adicionalmente, é, igualmente, integrado no IMDD, duas novas componentes 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 detalhado no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029](#)».

O ajustamento de 2024 continua a ser calculado com a inclusão dos incentivos à melhoria do desempenho técnico: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição (referido anteriormente); (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço e; iii) o incentivo à integração de instalações em BT nas

redes inteligentes (ISI)⁸⁴, nos termos definidos para o período de regulação de 2022 a 2025. Recorda-se que neste período de regulação tinha-se, igualmente, reformulado o incentivo à redução de perdas, que passou a incluir duas novas componentes diretamente associadas ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito e o incentivo relacionado com redes inteligentes. A publicação do Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, relativo aos Serviços das Redes Inteligentes, passou a contemplar o incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS). Este regulamento revogou o Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto⁸⁵, que tinha contemplado para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)⁸⁶.

5.5.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na atividade de Distribuição de Energia Elétrica que se apresenta no Quadro 5-31 é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 123.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 1 do artigo 124.º (para o nível de tensão de BT) do RT.

⁸⁴ Recorde-se que, na definição da base de custos TOTEX em BT para o atual período de regulação, se fez um ajustamento relacionado com as Energy Box (EBs) entradas em exploração entre 2015 e 2017, para que estas instalações possam integrar o ISI, assegurando-se a neutralidade tarifária dessa integração.

⁸⁵ <https://www.erne.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletroenergia/regulamento-dos-servicos-das-redes-inteligentes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>.

⁸⁶ Recorde-se que, na definição da base de custos TOTEX em BT para o atual período de regulação, se fez um ajustamento relacionado com as Energy Box (EBs) entradas em exploração entre 2015 e 2017, para que estas instalações possam integrar o ISI, assegurando-se a neutralidade tarifária dessa integração.

Quadro 5-31 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT e em BT

				Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação %	
a=[1+(2*3)*1000+(4*5)*1000+(6*7)*1000+((8*9)+(10)*(11))/1000]	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	401 298	439 477	9,5%	
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	112 697	158 702	-	
2	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 595,17557	1 060,09363	-	
3	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,02%	6,70%	-	
4	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	151,03370	72,70521	-	
5	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,91	1,00	-	
6	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Taxa remuneração)	273,86422	903,23209	-	
7	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,53%	6,70%	-	
8	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MVA)	3 725,77104	5 080,32279	-	
9	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Potência Ligada de Produtores (MVA)	7 492	7 313	-	
10	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	332,20966	457,20058	-	
11	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	85 521	86 121	-	
b	Ajustamento t-1 CAPEX do período de regulação 2018-2021	0		-	
c	Ganhos e perdas atuariais	10 777	10 777	0,0%	
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	757	485	-35,9%	
e	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-71	1 974	2873,4%	
f	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	4 458	4 491	0,7%	
A = a - b + c + d + e - f		Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	408 303	448 222	9,8%
g=[12+(13*14)*1000+(15*16)*1000+(17*18)*1000+(19*20)/1000]	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2022-2025	371 137	446 690	20,4%	
12	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	138 084	205 180	-	
13	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 064,85023	639,94830	-	
14	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,02%	6,70%	-	
15	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	102,08756	69,06789	-	
16	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,91	1,00	-	
17	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	300,43844	922,98133	-	
18	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,53%	6,70%	-	
19	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	10,76486	10,29285	-	
20	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes	6 534 450	6 579 850	-	
h	Ganhos e perdas atuariais	29 138	29 138	0,0%	
i	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	883	441	-50,0%	
j	Custos com rendas de concessão	307 186	315 358	2,7%	
k	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-13 331	-12 175	8,7%	
l	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-30 595	-24 129	21,1%	
B = g + h + i + j + k - l		Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	725 609	803 581	10,7%
C = A + B		Total de Proveitos Permitidos	1 133 912	1 251 803	10,4%

Observa-se, no Quadro 5-31, um aumento dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 10,0% entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2026. A evolução dos proveitos permitidos da atividade de

DEE é similar entre os níveis de tensão. Nos proveitos permitidos da atividade de DEE em BT e em AT/MT observa-se um crescimento de 10,7% e de 9,8%, respetivamente.

O crescimento dos proveitos permitidos da atividade de DEE, em ambos os níveis de tensão, deve-se, sobretudo, à revisão em alta da base de custos TOTEX aplicável ao período de regulação 2026-2029 decorrente do incremento significativo das previsões de investimento para este período, à atualização dos gastos operacionais por efeitos do crescimento acentuado do IPIB nos últimos anos, assim como do incremento da taxa de remuneração dos ativos.

5.5.2.1.1 VALORES PREVISTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

De seguida analisam-se as diferentes rúbricas de gastos que não se encontram sujeitas às metas de eficiência e que, por esta razão, não são determinadas pela base de custos definida para o presente período de regulação.

CUSTOS COM RENDAS DE CONCESSÃO

Estes custos, à semelhança dos restantes custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), são aceites em base anual e ajustados de acordo com os valores reais. O incremento destes custos decorre do crescimento da taxa de inflação, aos quais estão indexados. O valor estimado para 2026, de acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, encontra-se reportado na linha j.

PLANOS DE REESTRUTURAÇÃO DE EFETIVOS

O reconhecimento, em proveitos, dos encargos associados à renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) cessou em 2024. Desta forma, no contexto dos encargos associados aos planos de reestruturação de efetivos, o Quadro 5-32 apresenta, unicamente, o montante de custos de 97 mil euros, considerado nos proveitos de 2026, relativo ao Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE), decorrente dos custos associados ao Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) também terem cessado em 2018.

Quadro 5-32 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos

	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real	2015 real	2016 real	2017 real	2018 real	2019 real	2020 real	2021 real	2022 real	2023 real	2024 real	T2025	T2026
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 997	1 091	91	0	0	0	0	0	0	0	0
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	24 187	23 261	21 554	19 001	16 163	13 167	10 384	7 635	5 083	2 884	1 368	629	97
Total	58 735	51 510	44 482	37 633	33 432	29 712	24 552	20 092	16 255	13 167	10 384	7 635	5 083	2 884	1 368	629	97

* Exclui os FSE

Unidade: 10³ EUR

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações⁸⁷ no total de 829 milhares de euros.

Recorde-se que um estudo contratado pela ERSE⁸⁸ a uma entidade independente conclui que, embora o valor real do benefício líquido total destes três planos possa ser inferior ao valor calculado pela E-REDES em determinados cenários de análise, a implementação destes planos gerou benefícios líquidos para o SEN.

GANHOS E PERDAS ATUARIAIS

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

Para 2026, ano em que cessa o reconhecimento desta natureza de custos, o valor a considerar é de 39,916 milhões de euros, apurado de acordo com a informação constante no documento da E-REDES “Relatório de recuperação dos ajustamentos de transição de POC para IFRS e aplicação da IFRIC 12”, de novembro de 2011, referente às perdas atuariais acumuladas até ao último ano de aplicação do POC.

OUTROS CUSTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

Na definição dos proveitos permitidos da atividade de DEE em AT/MT do processo de Tarifas para o ano de 2026 foram incluídos nesta rubrica a recuperação do valor de 1,974 milhões de euros correspondentes a 50% do montante do capital da dívida vencida do comercializador PH deduzido do montante considerado

⁸⁷ A Caixa Cristiano Magalhães/ Caixa Geral de Aposentações inclui a obrigação que a E-Redes assumiu com o encargo dos pagamentos das pensões (devidas aos aposentados antes da criação da Caixa Geral de Aposentações) e dos complementos de pensões (devidos aos aposentados da Caixa Geral de Aposentações).

⁸⁸ Ver documento “[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico](#)”.

em Tarifas de 2024, acrescidos de juros regulatórios. Esta dívida foi constituída antes da criação do Gestor Integrado de Garantias e o comercializador, em causa, encontra-se em processo de insolvência. Esta restituição fica condicionada à devolução à tarifa dos valores que a E-REDES venha a recuperar junto deste comercializador. Recorda-se que, no documento de “[Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2025 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico](#)”, a ERSE determinou que em futuros processos de definição dos proveitos permitidos da atividade de DEE, a inclusão dos montantes das dívidas vencidas ainda não incluídos neste processo dependerá da verificação de que as mesmas não foram efetivamente recuperadas junto dos comercializadores. Informou-se, igualmente, que apenas se consideraria nos proveitos permitidos o montante do capital em dívida, acrescido de juros regulatórios, excluindo-se os montantes relacionados com os juros de mora.

Nesta rubrica inclui-se, para a atividade de DEE em BT, a devolução dos proveitos suplementares estimados obter em 2026 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, no montante de 12,175 milhões de euros⁸⁹.

5.5.2.2 AJUSTAMENTOS

O Quadro 5-33 compara os valores verificados em 2024 com os previstos no cálculo das tarifas de 2024.

⁸⁹ Esta decisão encontra-se detalhada no capítulo 5 do documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022-2025](#)».

Quadro 5-33 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2024	Tarifas 2024	Variação %
a=[1+(2*3)*1000*(4*5)*1000+(6*7)*1000+((8)*(9)*(10)*(11))/1000]	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	393 035	396 231	0,8%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	109 964	109 256	-
2	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€Milhões/Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 556,49756	1 546,46996	-
3	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,144%	5,216%	-
4	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	147,37160	146,42217	-
5	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	1	1	-
6	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€Milhões/Taxa remuneratória)	267	266	-
7	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,531%	5,572%	-
8	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MVA)	3 635	3 612	-
9	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Potência Ligada de Produtores (MVA)	6 474	7 497	-
10	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	324	322	-
11	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	85 213	84 991	-
b	Ajustamento t-1 CAPEX do período de regulação 2018-2021	0	0	-
c	Ganhos e perdas atuariais	10 777	10 777	0,0%
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	1 752	1 932	10,3%
e	Incentivo ao investimento em redes inteligentes	0	0	-
f	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	1 981	1 450	-26,8%
g	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	774	774	0,0%
A = a + b + c + d + e + f - g	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	406 771	409 615	0,7%
B	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	418 367		
C = B - A	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	11 596		
D	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	5 731		
E	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	1 648		
F = C - D - E	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica no ano t em AT/MT	4 217		
G	Acerca do capex	0		
H = [F x (1+i_{t-2}^D)x (1+i_{t-1}^D)] - G	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em AT/MT	4 491		
h=[12*(13*14)*1000*(15*16)*1000+(17*18)*1000*(19*20)/1000]	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2022-2025	365 171	364 355	-0,2%
12	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	134 735,96900	133 867,94426	-
13	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 039,03095	1 032,33709	-
14	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,144%	5,216%	-
15	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	100	99	-
16	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,93006	0,93609	-
17	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Taxa remuneratória)	293	291	-
18	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,531%	5,572%	-
19	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Cliente)	11	10	-
20	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes	6 485 813	6 493 178	-
i	Ganhos e perdas atuariais	29 138	29 138	0,0%
j	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	2 641	2 973	12,6%
k	Custos com rendas de concessão	299 685	301 640	0,7%
l	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0	-
m	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	23 872	-11 141	-146,7%
o	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	-6 507	-6 507	0,0%
I = i + j + k + l + m + n - o	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	727 015	693 472	-4,6%
J	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	705 824		
K = J - I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-21 190		
L	Incentivo à redução de perdas, em BT	1 468		
M = K - L	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t em BT	-22 658		
N	Acerços de anos anteriores	0		
O = [M + N x (1+i_{t-2}^D)x (1+i_{t-1}^D)]	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em BT	-24 129		
P = H + O	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2	-19 638		
i _{t-2} ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	3,724%		
i _{t-1} ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	2,668%		

Nota: ⁽¹⁾ Inclui a devolução de compensações não pagas a clientes, de acordo com o artigo 110.º do RQS (7,1 milhares de euros em BT), e faturação de consumo ilícito de energia no valor de 11,8 milhões de euros.

De acordo com o n.º 10 do artigo 120.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 11 do artigo 121.º (para o nível de tensão de BT) do Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2024 (linhas B e J) e os que resultam da aplicação das fórmulas definidas no n.º 10 do artigo 120.º e no n.º 11 do artigo 121.º aos valores realmente verificados em 2024 (linhas A e I), deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da continuidade de serviço (linhas D, E e L), descontando-se ainda o acerto do CAPEX em AT/MT (linha G).

Observa-se que os valores dos ajustamentos desta atividade decorrem, principalmente, do incremento dos gastos não sujeitos às metas de eficiência, em grande parte devido à aplicação do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS), como se verá mais adiante.

Em 2024 a atividade de Distribuição de Energia Elétrica já era regulada por *revenue cap* no TOTEX, tanto em AT/MT, como em BT, pelo que os proveitos a proporcionar nesta atividade nesse ano dependem dos seguintes fatores:

- evolução dos indutores de custo do TOTEX em AT/MT (condições de financiamento; potência ligada à rede de distribuição para produtores e extensão da rede);
- evolução dos indutores de custo do TOTEX em BT (condições de financiamento, potência instalada, extensão da rede de distribuição em BT, número de clientes);
- nível de perdas nas redes de distribuição;
- nível da continuidade de serviço;
- número de instalações integradas nas redes inteligentes;
- outros custos aceites.

Seguidamente, é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2024.

EVOLUÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS NO TOTEX

O nível do TOTEX em AT/MT aceite para 2024 é inferior ao valor calculado para tarifas 2024. Esta situação justifica-se, sobretudo, pela evolução dos indutores “condições de financiamento” e “potência ligada de produtores” que foram menores do que o previsto. Este efeito foi minimizado pelo maior valor do indutor “extensão de rede”.

Relativamente ao TOTEX em BT, o valor aceite para 2024 é similar ao valor calculado para tarifas 2024. Esta situação é justificada pelo maior valor das componentes da base de custos associadas à evolução do IPIB ter sido mitigada pelo menor valor dos indutores “condições de financiamento” e “número de médio de clientes” (BT), conforme se observa no quadro seguinte.

Quadro 5-34- Evolução dos indutores de custos no TOTEX em AT/MT e BT

	2024	Tarifas 2024	Desvio [(T-2) - (Tarifas T-2)]	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Condições de fianciamento Pré 2022 (%)	5,14%	5,22%	-0,07%	-1,4%
Condições de fianciamento Pós 2022 (%)	5,53%	5,57%	-0,04%	-0,7%
Potência Ligada de Produtores (MVA)	6 474	7 497	-1 023	-13,6%
Extensão da rede (km)	85 213	84 991	222	0,3%
Neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,93	0,94	-0,01	-0,6%
Redes de BT				
Condições de fianciamento Pré 2022 (%)	5,14%	5,22%	-0,07%	-1,4%
Condições de fianciamento Pós 2022 (%)	5,53%	5,57%	-0,04%	-0,7%
Clientes (número)	6 485 813	6 493 178	-7 365	-0,1%
Neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,93	0,94	-0,01	-0,6%

OUTROS CUSTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

Consideram-se nesta rubrica:

- os custos do GIG faturados ao operador da rede de distribuição em 2024 repartidos por BT e AT/MT⁹⁰;
- os ganhos reais com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações;

⁹⁰ Os motivos que justificam a não inclusão desses custos na base de custos sujeita a metas de eficiência estão detalhados no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)»

- o montante relativo ao incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS). Até ao final de 2024, identificaram-se 6 466 697 instalações em BT integradas nas redes inteligentes elegíveis para o INS;
- recuperação de 1,450 milhões de euros correspondentes a 20% do montante das dívidas vencidas de comercializadores antes da criação do Gestor Integrado de Garantias e que se encontram em processo de insolvência;
- custos no âmbito do projeto-piloto de “FIRMe - Flexibilidade Integrada em Regime de Mercado – no âmbito da aprovação, pela ERSE, deste projeto piloto em dezembro de 2023, foi considerado como elegíveis para reconhecimento nos proveitos do ORD os custos com a contratação do serviço *Restore*. Para este efeito, a E-REDES reportou o valor de 430 euros para o ano de 2024.

Quadro 5-35 – Outros Custos não Sujeitos a metas de Eficiência em 2024

Ajustamento de 2024				Unidade: 10 ³ EUR
		AT/MT	BT	Total
A	Custos de Exploração com a Gestão Integrada de Garantias - OMIP	530,6	493,2	1 023,8
B	Devolução dos Proveitos Suplementares do Aluguer de Apoios - Empresas de Telecomunicações		-11 046,2	-11 046,2
C	Incentivo à Inovação e Novos Serviços nas Instalações em BT (INS)		34 424,6	34 424,6
D	Restituição de Dívidas Incobráveis de Comercializadores Insolventes Pré-GIG	1 449,8		1 449,8
E	Custos Aceites no âmbito do Projeto Piloto Firme	0,4		0,4
Total = A+B+C+D+E	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	1 980,9	23 871,7	25 852,5

5.5.2.2.1 OUTROS TEMAS

ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO E RESPECTIVA CONSIDERAÇÃO PARA EFEITOS DA BASE DE ATIVOS REGULADA

Tal como referido anteriormente, a partir de 2022, a atividade de DEE passou a ser regulada por uma metodologia de regulação do tipo *revenue cap* aplicada aos custos totais (TOTEX), complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e perdas. No âmbito desta metodologia, o cálculo dos proveitos permitidos considera os investimentos previstos pelo ORD para a globalidade do período de regulação, nomeadamente, os investimentos previstos no último PDIRD-E aprovado ou que foi alvo de parecer por

parte da ERSE, que são, de um modo geral, considerados na componente de custos de investimento (CAPEX) incluída na base de custos TOTEX, definida no início do presente período de regulação.

Deste modo, durante o período de regulação de 2022 a 2025, os investimentos previstos e os realizados, anualmente, na atividade de DEE deixam de impactar, de forma direta, no nível de proveitos permitidos anuais, que passam a ser determinados pela evolução da base de custos TOTEX, de acordo com a variação dos indutores de custos aplicáveis.

Contudo, para o período de regulação subsequente (a partir de 2026), a apreciação dos investimentos que de facto foram realizados terá um impacte nos proveitos permitidos. Este impacte tanto decorre da revisão da base de ativos regulada a incorporar na base de custos TOTEX que vier a ser definida, como do resultado do mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação, cujo resultado é repercutido no período de regulação subsequente. Esta apreciação terá em conta se os investimentos ocorridos foram aprovados, quer no âmbito de um PDIRD-E, quer em processos autónomos. Esta base de custos incorporará, igualmente, as projeções de investimento atualizadas no último PDIRD-E aprovado ou que tenham sido alvo de parecer positivo por parte da ERSE, até esse momento.

O mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação baseia-se na consideração “do desempenho real da empresa” ao longo de todo o período de regulação. Para o cálculo do “desempenho real da empresa” serão considerados os investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados e validados pela ERSE, quer no âmbito de um PDIRD-E, quer em processos autónomos até 2025⁹¹. Neste particular, com base na informação submetida à ERSE pela E-REDES, ao abrigo do Artigo 186.º do Regulamento Tarifário em vigor à data deste reporte, nomeadamente, na informação real constante da Norma Complementar n.º 4 das contas reguladas da empresa, é possível concluir que, no ano de 2024, entrou em exploração um conjunto de projetos de investimento específicos nas redes de distribuição em AT e MT, num montante total de aproximadamente 121 milhões de euros, a custos totais.

No âmbito da atividade de supervisão da ERSE, realizou-se um exercício de confrontação da informação sobre os ativos entrado em exploração em 2024 com a informação sobre a aprovação desses mesmos investimentos por parte do Concedente, em sede de PDIRD-E ou de outro processo equivalente.

⁹¹ Com a alteração do RT, os investimentos entrados em exploração por aprovações autónomas a partir de 2026 serão apenas considerados na avaliação do “desempenho real da empresa” após integrarem a base de custos TOTEX, isto é, na avaliação do período de regulação subsequente. Um investimento nesta situação que tenha entrado em exploração em 2026 será integrado na base de custos TOTEX em 2030 e será apenas considerado na avaliação da base de custos 2030-2034.

Como resultado desse exercício, e beneficiando dos esclarecimentos prestados pelo operador da RND, não foi identificado qualquer projeto não aprovado, e que, por isso, não deva ser incluído na base regulada de ativos.

MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição encontra-se estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, publicado no Diário da República, 2.ª série, de 28 de julho.

Para o período de regulação 2022-2025, este mecanismo de incentivo é 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 do consumo ilícito desenvolvidas pelo operador da RND (componentes 2 e 3).

O incentivo à redução de perdas na rede de distribuição (PP) é calculado da seguinte forma:

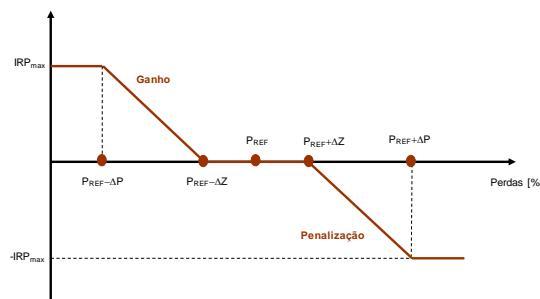
$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

COMPONENTE 1

A componente 1 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição é baseada no balanço anual de energia com os valores de percentagem das perdas referidos à energia medida à entrada e corresponde a um mecanismo simétrico com valorização indexada ao valor unitário da energia em mercado e que inclui uma zona de banda neutra, tal como ilustrado na Figura 5-5.

Para efeitos da componente 1 do incentivo e para todo o período de regulação 2022-2025, foi assumido um valor da energia no mercado diário de 50 €/MWh.

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



O Quadro 5-36 resume os parâmetros da componente 1 do incentivo à redução das perdas em 2024.

Quadro 5-36 – Parâmetros da componente 1 em 2024

Valor das perdas de referência P_{REF} (%)	Valor de ΔZ (%)	Valor de ΔP (%)	Valorização das perdas V_{P1} (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade $IRP_{max} = -IRP_{min}$ (€)
8,5	0,75	2,5	25,0	20 000 000

Aplicação em 2024 da componente 1

Em 2024, o valor das perdas nas redes de distribuição referido à energia entrada foi de 7,83%⁹², tal como ilustrado na Figura 5-6 e na Figura 5-7 que apresentam, respetivamente, a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2023, e os parâmetros do incentivo à redução de perdas aplicados nos dois períodos de regulação anteriores. no referencial de entrada.

⁹² A contabilização das perdas reais inclui as injeções de clientes transacionadas e as injeções de excedentes de autoconsumo não transacionadas.

Figura 5-6 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada

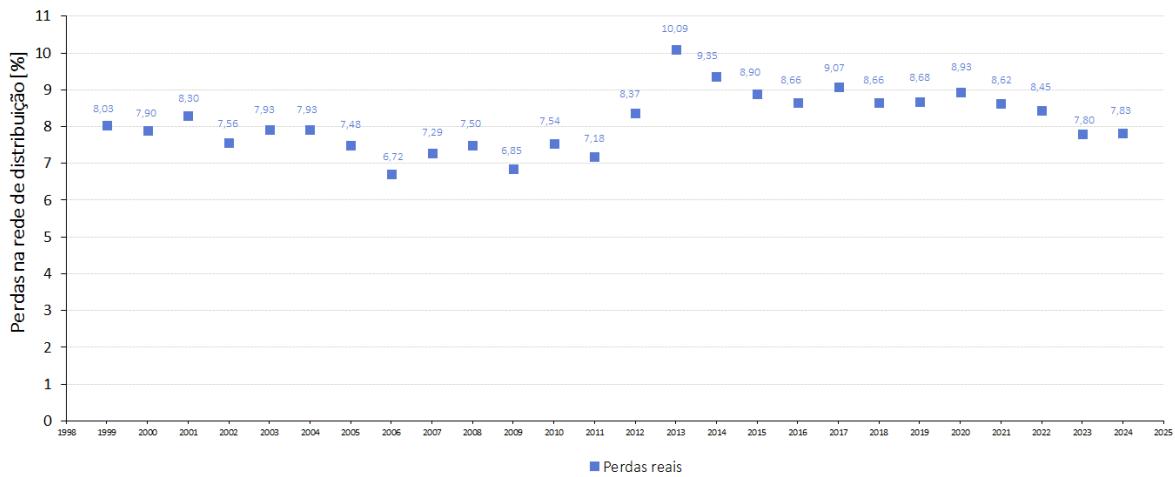
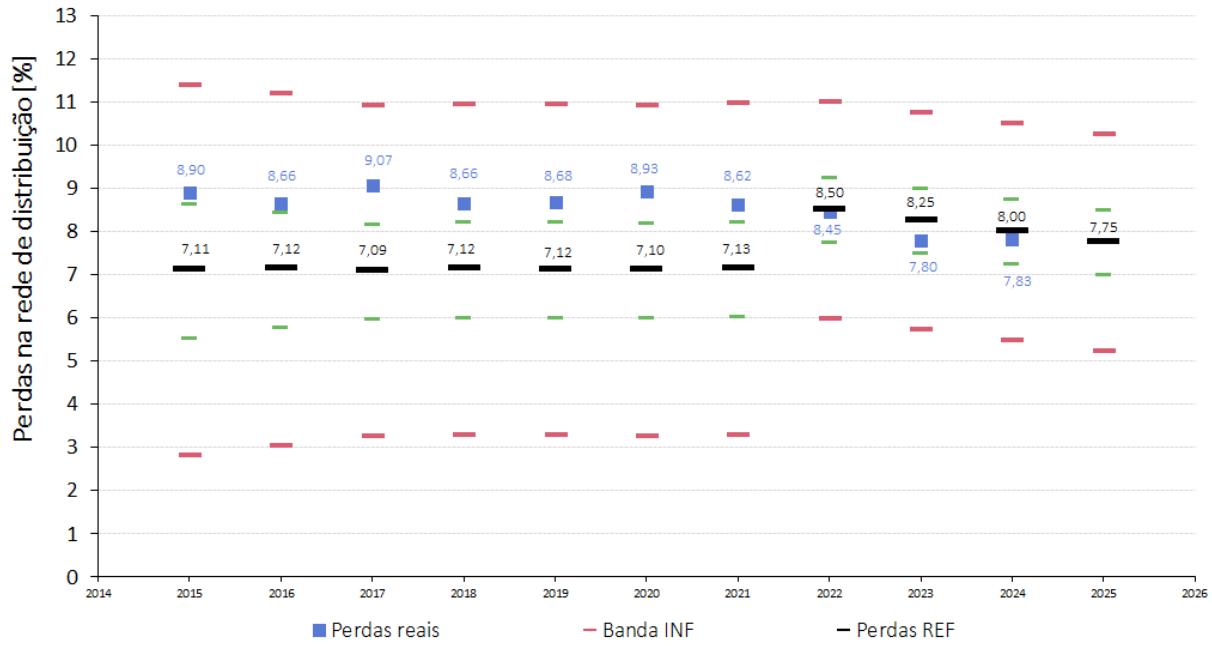


Figura 5-7 - Evolução das perdas e parâmetros do incentivo à redução de perdas



Sendo 7,83% o valor das perdas verificado, este situa-se abaixo das perdas de referência (8,50%), mas, estando dentro da banda neutra (limite 7,75%), não há lugar a prémio pelo seu desempenho.

Nestes termos, a componente 1 do incentivo é nula:

$$PP_1 = 0$$

COMPONENTE 2

A componente 2 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a uma partilha direta com o operador da RND dos resultados obtidos nas ações de combate ao consumo ilícito. O montante recuperado por estas ações (MR) é partilhado em função do valor de uma percentagem de partilha (k), definida para o período de regulação.

A componente 2 (PP_2) é calculada da seguinte forma:

$$PP_2 = k \times MR$$

O valor da percentagem de partilha (k) definido para o período de regulação 2022-2025 é $k = 25\%$.

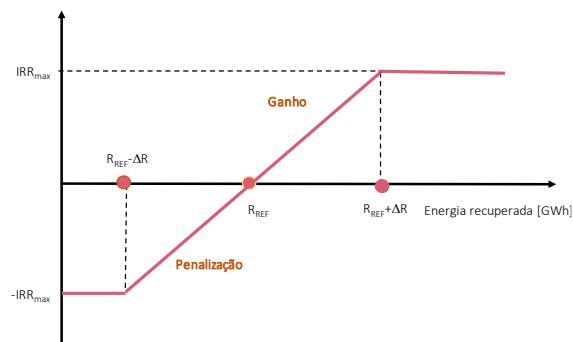
De acordo com a informação do operador da RND, o valor do montante recuperado no âmbito da componente 2 em 2024 foi de 11 792 282 €. Sendo o valor da percentagem de partilha $k = 25\%$, o prémio a receber no âmbito da componente 2 é de:

$$PP_2 = 11\,792\,282 \times 0,25 = 2\,948\,070 \text{ €}$$

COMPONENTE 3

A componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição corresponde a um incentivo adicional (prémio ou penalização) aplicado ao sucesso das ações de combate ao consumo ilícito. Corresponde a um mecanismo de incentivo do tipo linear, limitado a um valor máximo de prémio ou de penalidade em função da energia recuperada anualmente, tal como ilustrado na Figura 5-8.

Figura 5-8 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



O Quadro 5-37 resume os parâmetros da componente 3 do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição em 2024.

Quadro 5-37 - Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2023

Valor de referência R_{REF} (GWh)	Valorização unitária da energia recuperada V_{p3} (€/MWh)	Valor máximo do prémio ou penalidade $IRR_{max} = -IRR_{min} =$ $R_{REF} \times V_{p3}$ (€)
132,3	50	6 615 000

Fonte: ERSE

De acordo com a informação da E-Redes, a energia recuperada no âmbito da componente 3 do incentivo foi de 135,651 GWh. Sendo o valor de referência $R_{REF} = 132,3$ GWh, e a valorização unitária da energia recuperada $V_{p3} = 50$ €/MWh, o operador da RND tem direito a um prémio de

$$PP_3 = (135\,651 - 132\,300) \times 50 = 167\,550 \text{ €}.$$

Aplicação do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição em 2024

Nos termos atrás descritos, a aplicação do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ao ano de 2024 resulta num prémio no valor de:

$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

$$PP = 0 + 2\,948\,070 + 167\,550 = 3\,115\,620 \text{ €}$$

A Figura 5-9 apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 1999, sendo de realçar que, pelo terceiro ano consecutivo, o operador da RND recebe um prémio após o período de penalizações ocorrido entre 2012 e 2021 pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda neutra.

Em 2024 o operador recebe um prémio de 3,116 milhões de euros devido ao desempenho das componentes 2 e 3 do incentivo, dado que a componente 1 não teve contribuição pelo facto do valor das perdas ter ocorrido na banda neutra.

Figura 5-9 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O artigo 147.º do Regulamento Tarifário prevê o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço na rede de distribuição em média tensão (MT)⁹³ que tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica, através da designada “Componente 1”, e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos, através da designada “Componente 2”.

Este incentivo tem uma atuação *a posteriori* com um desfasamento de dois anos (o valor a considerar em tarifas no ano t tem em consideração a continuidade de serviço verificada no ano $t-2$).

COMPONENTE 1 – PROMOÇÃO DA MELHORIA GLOBAL DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO

O valor da Componente 1 do incentivo depende do valor da energia não distribuída (END) apurado na rede MT. O valor da END é calculado através da seguinte fórmula:

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

em que:

⁹³ O artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) dos setores elétrico e do gás, aprovado pelo Regulamento n.º 826/2023, de 28 de julho, estabelece o mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

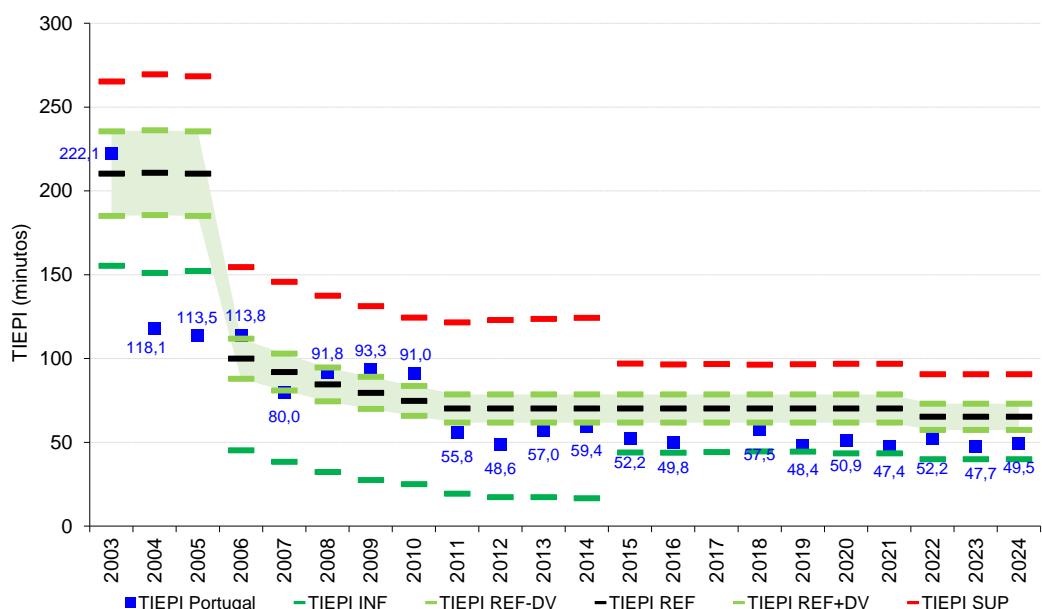
ED: Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh;

TIEPI: Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada⁹⁴, em horas;

T: Número de horas do ano.

A Figura 5-10 apresenta a evolução do indicador TIEPI e o seu enquadramento nos limites definidos pelo incentivo à melhoria da continuidade de serviço (até 2014, o incentivo era composto apenas pela Componente 1) quando transpostos para este indicador, que pode ser encarado como uma imagem da END.

Figura 5-10 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



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.

Os valores dos parâmetros da Componente 1 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, em vigor em 2024, encontram-se publicados com as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024, através da Diretiva n.º [10/2024](#), de 7 de fevereiro.

⁹⁴ São consideradas as interrupções accidentais com duração superior a três minutos, excluindo as interrupções com origem noutras redes e as classificadas pela ERSE como Eventos Excepcionais (EE).

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço relativo a 2024 foi determinado com base na informação disponibilizada à ERSE e considerada a mais adequada ao cálculo do valor de ED , i.e., atendendo à discriminação por período horário e nível de referência.

O Quadro 5-38 apresenta o modo de determinação da END em 2024, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a ED e do valor de $TIEPI$ obtido em 2024 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Quadro 5-38- Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2024

Valores de energia activa 2024	Período horário - h				Valores ERSE
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT\ MR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 698 141,90	23 447 582,20	13 762 108,50	6 689 604,50	50 597 437,10
$W_{C\ MAT\ MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	1 152,50	4 791,40	3 950,40	2 390,10	12 284,40
$W_{C\ MAT\ ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	224 250,00	1 045 566,30	800 066,40	431 799,00	2 501 681,70
$W_{RNTAT} - W_{RNTAT\ MR} - W_{C\ MAT\ MR} - W_{C\ MAT\ ML}$ (MWh)	6 472 739,40	22 397 224,50	12 958 091,70	6 255 415,40	48 083 471,00
g_{AT}	0,0167	0,0156	0,0125	0,0114	-
$1+g_{AT}$	1,0167	1,0156	1,0125	1,0114	-
$(1+g_{AT})^{-1}$	0,9836	0,9846	0,9877	0,9887	-
$W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 366 420,18	22 053 194,66	12 798 115,26	6 184 907,46	47 402 637,56
$W_{CAT\ MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	39,50	130,70	166,70	155,60	492,50
$W_{CAT\ ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	752 250,40	2 918 252,30	2 014 658,40	1 137 865,20	6 823 026,30
$W_{CAT\ isento}$: consumo isento do pagamento de tarifas de acesso às redes (MWh)	7 215,80	27 992,60	19 325,80	10 915,70	65 449,90
$W_{CAT} - W_{CAT\ MR} - W_{CAT\ ML} - W_{CAT\ isento}$ (MWh)	759 505,70	2 946 375,60	2 034 150,90	1 148 936,50	6 888 968,70
$[W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}] - (WC_{AT})$ (MWh)	5 835 830,39	20 169 035,47	11 577 380,83	5 476 181,79	40 513 668,86
$ED = [(W_{RNTAT}) \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					40 513 668,86
$TIEPI$ (min)					49,48
$TIEPI$ (h)					0,82
T (h)					8 784,00
$END = ED * TIEPI / T$ (MWh)					3 803,26

Com base nos valores de ED e END em 2024 obtêm-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço que se apresentam no Quadro 5-39.

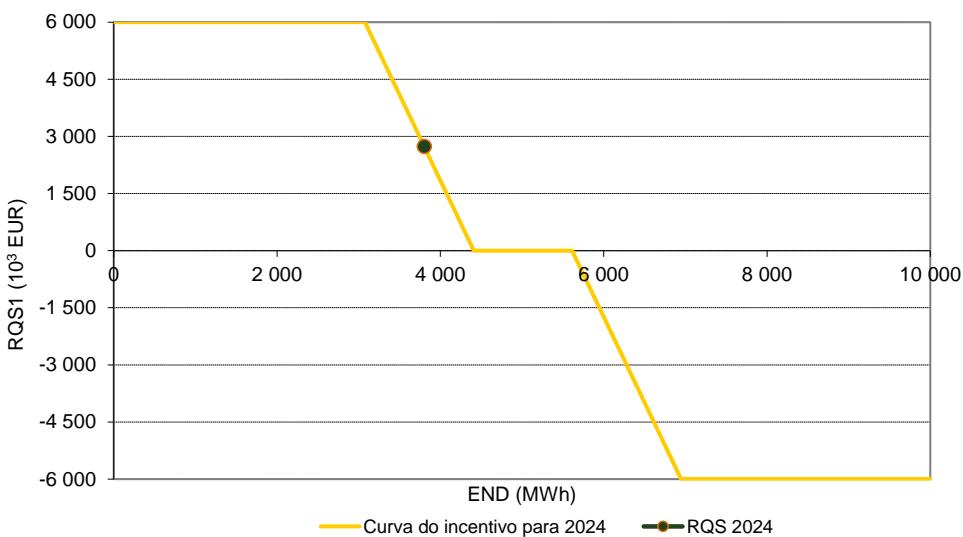
Quadro 5-39 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2024

END (MWh)	3 803,26
$END_{REF} = 0,0001237 \times ED$ (MWh)	5 011,54
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$ (MWh)	601,38
$END_{REF} - \Delta V$ (MWh)	4 410,16
$END_{REF} + \Delta V$ (MWh)	5 612,93

Atendendo ao mecanismo de incentivo, sendo o valor de END em 2024 inferior a $END_{REF} - \Delta V$, o valor da Componente 1 do incentivo constitui um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 2 731 019,73 euros.

A Figura 5-11 contém uma representação gráfica da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2024, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 5-11- Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2024



COMPONENTE 2 – PROMOÇÃO DA MELHORIA DA CONTINUIDADE DE SERVIÇO DOS CLIENTES PIOR SERVIDOS

O valor da Componente 2 do incentivo depende do valor da duração média de interrupções longas registadas em MT dos 5% de postos de transformação pior servidos (SAIDI MT 5%)⁹⁵. O cálculo do SAIDI MT 5% resulta da média deslizante dos últimos três anos apurada para o universo dos 5% de Postos

⁹⁵ Para determinar o valor do indicador SAIDI MT são tidos em consideração os seguintes critérios:

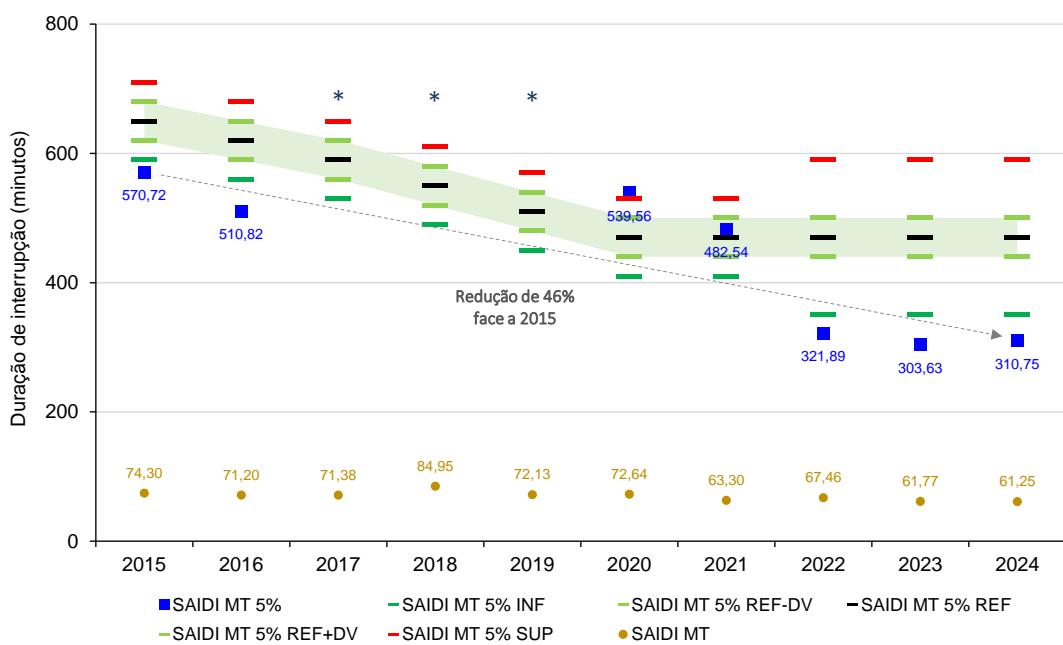
- Consideradas todas as interrupções accidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem em instalações de clientes, com as seguintes exceções:
 - Interrupções com origem em instalações de clientes que afetem apenas os próprios clientes;
 - Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como EE;
 - Interrupções com origem em razões de segurança;
 - Interrupções com origem na Rede Nacional de Transporte.
- 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.
- Excluídas as instalações de produção.

de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram durações de interrupção acumuladas mais elevadas na globalidade do período dos três anos ($t - 4, t - 3, t - 2$).

Os valores dos parâmetros da Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, em vigor em 2024, encontram-se publicados com as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024, através da Diretiva n.º [10/2024](#), de 7 de fevereiro.

A Figura 5-12 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 5-12 - Evolução do indicador SAIDI MT 5%



Nota:

Os valores do SAIDI MT 5% para os anos de 2017, 2018 e 2019 não são apresentados 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. A marca * pretende alertar para esta situação.

Tendo em conta que o cálculo da Componente 2 depende dos valores do indicador SAIDI MT registados nos últimos três anos (SAIDI MT 5%₂₀₂₂; SAIDI MT 5%₂₀₂₃; SAIDI MT 5%₂₀₂₄), o valor da Componente 2 do incentivo para 2024 é valorizado em três milhões de euros.

MONTANTE TOTAL DO INCENTIVO PARA 2024

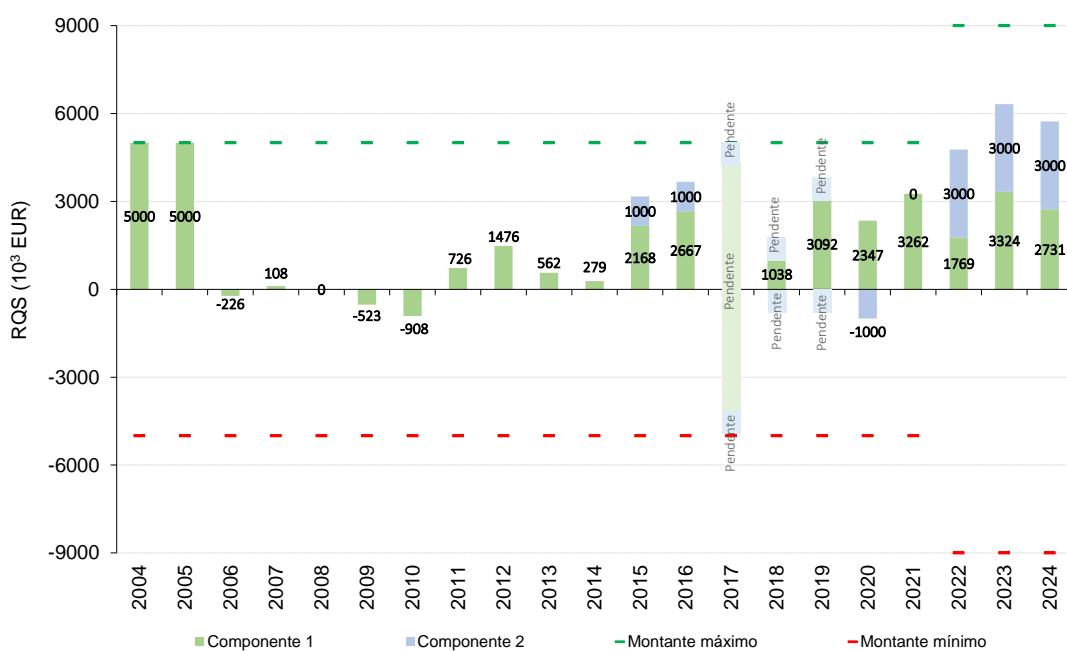
O Quadro 5-40 apresenta os valores dos montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2024.

Quadro 5-40 - Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em vigor para 2024

Montante Componente 1 (euros)	2 731 019,73
Montante Componente 2 (euros)	3 000 000,00

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo, nas suas duas componentes, apresentam-se na Figura 5-13.

Figura 5-13 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



O incentivo à melhoria da continuidade de serviço relativo ao ano de 2024 totaliza, nas suas duas componentes, um valor de cerca de 5,73 milhões de euros, representando uma redução de aproximadamente 9,4% face ao ano anterior.

Os resultados dos indicadores de continuidade de serviço associados ao TIEPI, para o caso da Componente 1, e ao SAIDI MT, para o caso da Componente 2, refletem uma tendência de melhoria no

desempenho da rede de distribuição em MT resultante das intervenções de remodelação da rede em zonas pior servidas e do aumento do número de pontos de telecomando instalados em linhas (Órgãos de Corte de Rede tipo 3 – OCR3) que contribuem na redução do tempo de reposição do fornecimento de energia elétrica aos clientes.

5.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, atribuiu a licença de Comercializador de Último Recurso (CUR) a uma sociedade, juridicamente independente das sociedades que exercem as demais atividades no sistema elétrico nacional, a constituir pela EDP Distribuição Energia, S.A. (atualmente E-REDES). Na sequência deste diploma, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de janeiro de 2007, que, desde 15 de janeiro de 2020, se denomina SU Eletricidade.

Os termos da atribuição de nova licença de comercialização de último recurso encontram-se, agora, regulados no artigo 139.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. Em todo o caso, quer nos termos do artigo 287.º, quer por ter licença emitida válida, a SU Eletricidade mantém o exercício da atividade até à atribuição de nova licença.

O CUR exerce as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes (CVEE FC), a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição (CVARTD) e a atividade de Comercialização.

Em termos de metodologias de regulação, salienta-se que, desde o período de regulação 2022-2025, e em linha com o previsto no RT, os proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso passaram a incluir uma componente de remuneração dos ativos aceites para efeitos de regulação.

Adicionalmente, e considerando as incertezas quanto ao nível da atividade desenvolvida pelo CUR, a ERSE decidiu, na revisão regulamentar do setor elétrico de 2025⁹⁶, aplicar um mecanismo de remuneração das necessidades de fundo de maneio a todas as atividades do CUR, de forma a assegurar a sustentabilidade económica e financeira deste operador. Assim, os proveitos das atividades CVEE FC e comercialização do CUR passaram a incluir, no novo período de regulação 2026-2029, a remuneração das suas necessidades

⁹⁶ Conforme referido no documento justificativo e no relatório da [Consulta Pública da ERSE n.º 134](#),

de fundo de maneio. No caso da atividade CVARTD, a sua repercussão é feita nos proveitos permitidos da atividade comercialização, como previsto no RT em vigor.

5.6.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO A CLIENTES

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes é a atividade através da qual o CUR assegura a aquisição da energia elétrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.

5.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes em 2026 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do artigo 125.º do Regulamento Tarifário em vigor.

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

Importa referir que o CUR também adquire energia no âmbito da programação anual dos leilões de aprovisionamento do CUR, que pretende promover mecanismos de aprovisionamento eficiente, definidos pela ERSE, procurando dar maior transparência ao processo de estimativa do preço médio de energia do CUR no sentido de garantir preços adequados para a tarifa de energia.

Os pressupostos subjacentes ao custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes previsto para 2026 estão apresentados no ponto 3.2.

O montante de custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes do comercializador de último recurso é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 125.º do Regulamento Tarifário em vigor. Salienta-se que, a partir de 2026, e como referido no capítulo introdutório do CUR, os proveitos desta atividade passam a incluir a remuneração das suas necessidades de fundo de maneio, de acordo com o RT em vigor.

O Quadro 5-41 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE para fornecimento dos clientes do ano 2026.

Quadro 5-41 - Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR		
		Tarifas 2025 (1)	Tarifas 2026 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-(1)] / (1)
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	228 272	231 231	1,3%
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	80,14	77,84	-2,9%
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	2 848	2 971	4,3%
B	Custos de funcionamento afectos à atividade de CVEE para fornecimento a clientes do CUR, previstos para o ano t	3 625	3 951	9,0%
C	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos da atividade de CVEE FC do CUR, previstos para o ano t		510	-
D	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da atividade de CVEE para fornecimento a clientes do CUR em t-1	30 857	-28 201	-191,4%
E	Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE para fornecimento a clientes do CUR em t-2	7 474	-46 216	-718,3%
F	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	0	0	-
G = (A) + (B) + (C) - (D) - (E) - (F)		193 565	310 108	60,2%
H = - [(D) + (E) + (F)]		-38 331	74 416	294,1%
I = (G) - (H)		231 896	235 692	1,6%

O Quadro 5-42 apresenta a previsão da procura agregada dos clientes do CUR, no referencial das aquisições no mercado. Estas aquisições de energia pelo CUR resultam das previsões da ERSE para o nível de procura e para a evolução da liberalização do mercado retalhista, bem como das taxas de perdas nas redes de transporte e distribuição usadas pela ERSE na definição do balanço de energia elétrica. A evolução dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2025 e as previsões para 2026 consideradas pela ERSE neste exercício tarifário, encontram-se no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2026».

Quadro 5-42 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

	Unidade: GWh					
	Real		Proposta SU Eletricidade junho 2025		ERSE Tarifas 2026	
	2023	2024	2025	2026	2025	2026
= Total das Aquisições do CUR	3 478	3 054	2 806	2 589	2 915	2 971
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	393 13,0%	357 13,6%	388 16,0%	358 16,1%	334 13,2%	360 14,0%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	70 2,3%	67 2,5%	0 0,0%	0 0,0%	50 2,0%	48 1,9%
= Total dos Fornecimentos do CUR	3 015	2 631	2 418	2 231	2 531	2 562

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

5.6.1.2 AJUSTAMENTOS

Na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes do CUR são recuperados os seguintes ajustamentos:

- o ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, por aplicação da tarifa de Energia em t-1;
- o ajustamento definitivo da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, por aplicação da tarifa de Energia em t-2;
- o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2.

O Quadro 5-43 sintetiza os valores para estes ajustamentos referentes a 2025 e 2026.

Quadro 5-43 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

			Unidade 10 ³ EUR		
			Tarifas 2025 (1)	Tarifas 2026 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-(1)] / (1)
A	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da atividade CVEE FC do CUR, referente a t-1	30 857	-28 201	-	-191,4%
B	Ajustamento definitivo dos proveitos permitidos da atividade CVEE FC do CUR, referente a t-2	7 474	-46 216	-	-718,3%
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, referente a t-2	0	0	-	-
D = (A) + (B) + (C)		Total de ajustamentos do CUR a incorporar nos proveitos do ano 2026	38 331	-74 416	-294,1%

De acordo com o artigo 122.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo o Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (CVEE FC) são ajustados pela diferença entre os valores faturados pelo comercializador de último recurso por aplicação da tarifa de energia e os custos com aquisição de energia elétrica para fornecimento a clientes calculados com base em custos reais. O ajustamento da atividade de CVEE FC referente a t-2, a repercutir nas tarifas de 2026 é apresentado no Quadro 5-44.

Quadro 5-44 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2024 Real
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	290 934
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (incluir custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	94,72
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 072
B	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	3 955
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-2	294 889
D	Proveitos faturados com a aplicação da Tarifa de Energia em t-2, deduzida de aditividade e sobreproveito	281 239
E = (D) - (C)	Desvio nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2	-13 650
F = (E) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica em t-2, atualizados para t	-14 536
G	Desvio provisório nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1	30 857
H = (G) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1, atualizados para t	31 680
I = (F) - (H)	Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2 a repercutir em t	-46 216
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	3,724%
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%

Os valores previstos para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR⁹⁷, aquando da definição das tarifas para 2024, quer em dezembro de 2023, quer em maio de 2024, e os valores reais ocorridos, são apresentados no Quadro 5-45.

⁹⁷ Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

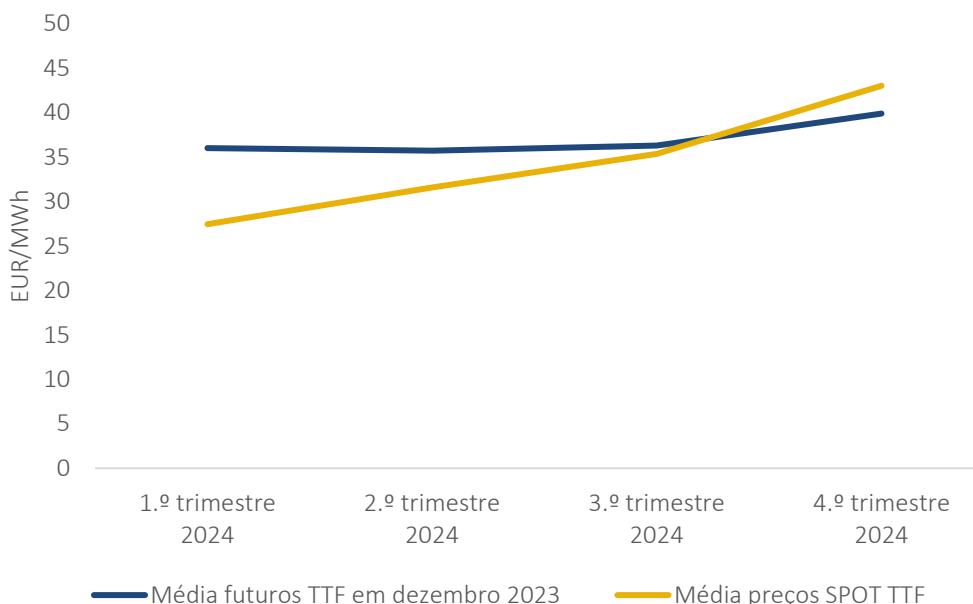
Quadro 5-45 - Custo médio previsto e real de aquisição de energia elétrica pelo CUR para o ano t-2

	2024P em T2024 (Dez. 2023)	2024P em T2024 (Mai. 2024)	2024
Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	88,30	46,02	63,44
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	120,10	103,85	100,55
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	26%	43%	51%

Fonte: ERSE, REN, EDP, Bloomberg

O principal motivo que justificou a evolução não prevista para o custo global de aquisição do CUR foi a variação do preço do gás natural, que continua a ser um dos principais determinantes do custo da energia. A figura seguinte ilustra esta situação ao comparar os preços médios trimestrais do gás natural transacionados num dos *hubs* de transação desta *commodity* com maior liquidez na Europa, o TTF, ao longo de 2024, com os preços médio em dezembro de 2023 dos futuros para entrega nesses trimestres.

Figura 5-14 – Preços do gás natural TTF em 2024



Fonte: ERSE, Bloomberg

AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA PARA UM SISTEMA TARIFÁRIO ADITIVO

O ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 está previsto no artigo 168.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro. A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços diferentes dos que resultam da aplicação do princípio da convergência para um sistema tarifário aditivo conduz à necessidade de ajustar os proveitos faturados por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais aos proveitos permitidos e a recuperar pelo comercializador de último recurso.

Quadro 5-46 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo

		Unidade 10 ³ EUR
		2024 Real
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	509 603
1	Energia	281 239
2	Uso Global do Sistema	80 932
3	Uso da Rede de Transporte	20 071
4	Uso da Rede de Distribuição	104 138
5	OLMC	0
6	Comercialização	23 222
B = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)		509 603
D = (A) - (B)		0
i_{t-2}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	3,724%
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%
$E = (D) \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2, atualizado para t	0

5.6.1.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

De acordo com o artigo 122.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento provisório dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes é dado pela diferença entre os valores previstos faturar pelo CUR por aplicação da tarifa de energia a clientes finais e os proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da tarifa de energia a clientes finais.

O ajustamento referente a 2025 é apresentado no Quadro 5-47. O montante de ajustamento tem origem, principalmente, no acréscimo do custo unitário do CUR, agora estimado para 2025 (ver ponto 3.2, Quadro 3-9).

Neste quadro observa-se a estimativa para t-1 das quantidades adquiridas pelo comercializador de último recurso, no referencial do mercado. Estas aquisições de energia pelo CUR resultam das estimativas da ERSE para o nível de consumo, para a evolução da liberalização do mercado retalhista e para as taxas de perdas nas redes de transporte e distribuição.

Quadro 5-47 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10^3 EUR
		2025 Estim
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	252 033
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	86,45
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	2 915
B	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	4 217
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-1	256 250
D	Proveitos previstos faturar por aplicação da Tarifa de Energia a clientes finais em t-1	228 782
E = (D) - (C)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1	-27 468
F = (E) x (1+ i_{t-1}^E)	Ajustamento provisório nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1, a repercutir em t	-28 201
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%

5.6.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

5.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte e de distribuição para os clientes do comercializador de último recurso.

Tendo em conta que estas tarifas são aditivas e que o desajuste por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte aos Clientes e comercializadores e os valores pagos ao operador da rede de transporte são calculados ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, não se preveem ajustamentos nesta atividade.

O montante de custos com a atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição em 2026 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do artigo 126.⁹ do Regulamento Tarifário em vigor.

Para as parcelas previstas nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 5-48.

Quadro 5-48 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

	Unidade: 10^3 EUR		
	Tarifas 2025 (1)	Tarifas 2026 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-(1)] / (1)
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	100 511	103 404	2,9%
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	19 776	21 064	6,5%
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	99 929	110 534	10,6%
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	220 216	235 001	6,7%

5.6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização tem sido regulada com base numa regulação por incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX⁹⁸. No período de regulação que se iniciará em 2026 manteve-se a regulação por *price-cap*, sendo o número de clientes o indutor de custos.

Desde 2022, em adição à componente de OPEX regulada por *price-cap*, foi incluída uma componente de CAPEX regulada através de um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual nos proveitos permitidos desta atividade. Importa referir que a aceitação dos investimentos associados à rede de lojas exclusiva garante, tal como previsto regulamentarmente, a neutralidade de custos para

⁹⁸ Custos de exploração do inglês, *Operational Expenditure*.

efeitos tarifários. O mesmo procedimento foi aplicado aos investimentos associados à alteração de imagem.

Ademais, e tal como já referido anteriormente, a partir do período de regulação que se iniciou em 2026 o fundo de maneio das atividades do CUR é remunerado, à semelhança do mecanismo aplicado até 2015⁹⁹.

A eventual consideração de custos não controláveis nos proveitos permitidos visa assegurar o equilíbrio económico e financeiro da atividade de comercialização, desde que gerida de forma eficiente, tendo um carácter extraordinário e sempre sujeito à avaliação pela ERSE, dada a natureza desses custos e dos seus impactes económicos.

5.6.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à SU Eletricidade na atividade de Comercialização resulta da expressão estabelecida no artigo 128.º do RT em vigor, e está apresentado no Quadro 5-49.

⁹⁹ Esta remuneração tem a particularidade de repercutir na atividade de comercialização a remuneração das necessidades do fundo de maneio da CVARTD, por esta atividade ser *pass-through* em termos tarifários.

Quadro 5-49 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

				Unidade: 10 ³ EUR
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação (%)
1	Amortizações do ativo fixo em NT	176	150	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações em NT	477	260	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,53%	6,70%	
4	Ajustamento de t-1 do CAPEX em NT	20	49	
5	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	26	202	
6	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (EUR/consumidor)	114,22196	520,24109	
7	Número de consumidores médio, em NT	338	475	
8	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	125	142	
9	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-4	-27	
10	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos das atividades de Comercialização e de CVARTD do CUR, previstos para o ano t em NT		1	
11	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-144	20	
A = (1)+(2)*(3)-(4)+(5)+(6)*(7)/1000+(8)+(9)+(10)-(11)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	512	663	29,62%
B	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT)	381	397	4,36%
C = A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	131	266	102,95%
12	Amortizações do ativo fixo em BTE	92	93	
13	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações em BTE	253	171	
14	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,53%	6,70%	
15	Ajustamento de t-1 do CAPEX em BTE	-9	18	
16	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	33	128	
17	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (EUR/consumidor)	95,37202	169,95776	
18	Número de consumidores médio, em BTE	464	919	
19	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	108	106	
20	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-13	-18	
21	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos das atividades de Comercialização e de CVARTD do CUR, previstos para o ano t em BTE		1	
22	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-103	-27	
D = (12)+(13)*(14)-(15)+(16)+(17)x(18)/1000+(19)+(20)+(21)-(22)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	390	487	24,62%
E	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	-13	-18	-236,96%
F = D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	404	505	25,03%
23	Amortizações do ativo fixo em BT	2 890	3 292	
24	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações em BT	7 689	6 135	
25	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,53%	6,70%	
26	Ajustamento de t-1 do CAPEX em BT	-541	353	
27	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	7 877	8 562	
28	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (EUR/consumidor)	14,05419	12,66753	
29	Número de consumidores médio, em BT	826 070	826 103	
30	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	3 880	5 066	
31	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-250	-221	
32	Custos associados ao diferencial entre o prazo médio de recebimentos e o prazo médio de pagamentos das atividades de Comercialização e de CVARTD do CUR, previstos para o ano t em BT		54	
33	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	777	-1 956	
G = (23)+(24)*(25)-(26)+(27)+(28)x(29)/1000+(30)+(31)+(32)-(33)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	26 196	29 230	11,58%
H	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BT	-250	-221	-188,67%
I = G - H	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	26 445	29 451	11,37%
J = A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	27 098	30 380	12,11%
K = B + E + H	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT), BTE E BTN	118	158	33,92%
L = J - K	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	26 980	30 222	12,02%

Notas: (1) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema e os valores de compensações a devolver pelo comercializador de último recurso no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS), de acordo com o artigo 129º do RT em vigor. Adicionalmente, e à semelhança do ocorrido no processo tarifário para 2025, inclui-se, ao nível da NT, os proveitos permitidos não recuperados por aplicação da metodologia de custos de referência a esse nível de tensão.

Verifica-se um aumento dos proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização do CUR, principalmente devido ao ajustamento definitivo de t-2, que passou a negativo (a devolver à empresa), bem como, ao aumento da rubrica dos custos não controláveis.

A alteração do sinal do ajustamento de t-2 referente ao ano de 2024 resultado aumento das rubricas de CAPEX e dos custos não controláveis face ao que foi previsto em tarifas de 2024, bem como da inversão do sinal do ajustamento provisório de CAPEX, incluído em tarifas de 2025, particularmente em BTN.

Relativamente à rubrica dos custos não controláveis, o seu aumento relativamente a tarifas de 2025 deve-se à previsão da ERSE para os custos com o financiamento da tarifa social ser bastante superior para 2026.

CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS

A avaliação realizada pela ERSE justificou a consideração de uma parcela de custos não controláveis nos proveitos permitidos para 2026 referente à previsão do custo com o preço regulado do OLMCA a suportar pelo CUR e a refletir na componente de comercialização. Estes custos foram repartidos considerando o número de consumidores afetos a cada nível de tensão.

Entretanto, foi publicado o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, que alterou o modelo de financiamento da tarifa social estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. O novo modelo de financiamento da tarifa social estabelece que os comercializadores de energia elétrica também são agentes financiadores, pelo que este custo foi previsto no cálculo dos proveitos da atividade de comercialização do CUR. Assim, a ERSE optou por considerar o valor de 5,3 milhões de euros, tendo este custo sido repartido entre níveis de tensão na proporção do respetivo consumo.

Contudo, os custos com o financiamento da tarifa social que foram repercutidos nos proveitos permitidos são os disponíveis à data de fecho dos cálculos do exercício tarifário para 2026. Pequenas diferenças que possam ocorrer entre estes montantes e os montantes correspondentes, que serão publicados em Diretivas da ERSE na sequência da [Consulta Pública n.º 136](#), serão naturalmente acomodadas em sede de cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

CUSTOS DE REFERÊNCIA NA COMERCIALIZAÇÃO

À semelhança do verificado no processo tarifário para o ano de 2025, e de modo a melhor garantir a equidade de condições do mercado livre e do mercado regulado, utilizou-se a metodologia de custos de

referência para definir o nível de proveitos a recuperar pelo CUR na atividade de comercialização no nível de tensão NT para o ano de 2026. A diferença entre o nível de proveitos permitidos e a recuperar neste nível de tensão será repercutida através da rubrica associada ao diferencial positivo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais, e recuperada na parcela II da tarifa UGS (linha B do Quadro 5-49).

DEVOLUÇÃO DE CRÉDITOS AOS CONSUMIDORES

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

A referida instrução prevê que a repercussão daqueles montantes em tarifas deve ser efetuada através da dedução ao proveito permitido da atividade de comercialização, sendo recuperado pelos consumidores através das tarifas de acesso na componente da UGS.

Assim, os montantes associados a créditos a devolver aos consumidores, nos termos da Instrução da ERSE n.º 4/2018, de 4 de setembro, correspondem aos valores reais e auditados relativos a 2019 com referência a 31 de dezembro de 2024. O valor de créditos a devolver aos consumidores é deduzido aos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR através da rubrica associada ao diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais (linha K do Quadro 5-49) e é recuperado pelos consumidores através da tarifa de UGS II.

Adicionalmente, e de acordo com o artigo 129.º do Regulamento Tarifário em vigor, os valores referentes às devoluções de compensações no âmbito do Regulamento da Qualidade de Serviço estão também incluídos nesta rubrica, sendo que não se prevê nenhum montante para o ano de 2026.

5.6.3.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 125.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2024 e a soma dos proveitos permitidos do CUR no âmbito da atividade de Comercialização, por nível de tensão, que resultam da aplicação da fórmula n.º 1 do referido artigo com os valores efetivamente ocorridos em 2024.

O Quadro 5-50 compara os valores verificados em 2024 com os previstos em 2023 no cálculo das tarifas de 2024. O desvio a repercutir nas tarifas de 2026 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2023 (linhas D, D' e D'') e os proveitos a recuperar da atividade de comercialização em cada nível de tensão deduzidos do diferencial, recalculados com os valores reais (linhas C, C' e C''). Esta diferença é negativa o que significa um montante de ajustamento a devolver à empresa. Como referido anteriormente, esta alteração de sinal deve-se ao aumento do CAPEX e dos custos não controláveis, especificamente o montante do financiamento da tarifa social a suportar pelo CUR, em relação ao previsto em tarifas de 2024. A inversão do sinal do ajustamento provisório de CAPEX incluído em tarifas de 2025 também contribuiu para o aumento do montante a devolver à empresa.

Quadro 5-50 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2024	Tarifas 2024
1	Amortizações dos activos fixos em NT	156	162
2	Valor médio dos activos fixos em NT	384	681
3	Taxa de remuneração dos activos fixos em NT	5,53%	5,57%
4	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em NT relativo ao ano t-1	-30	-30
5	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	26	26
6	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (EUR/consumidor)	111,45244	110,73441
7	Número de consumidores médio, em NT	566	559
8	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	126	138
9	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-6	-6
10	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	347	347
A	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	9	43
B	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT)	-6	-6
C = A - B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	15	49
D	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	54	
E = D - A + B	Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em NT, em t-2	39	
F	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em NT relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-21	
G = E x (1+i _{t-2} ^E) x (1+i _{t-1} ^E) + F	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização em NT, relativos a t-2	20	
11	Amortizações dos activos fixos em BTE	82	69
12	Valor médio dos activos fixos em BTE	198	264
13	Taxa de remuneração dos activos fixos em BTE	5,53%	5,57%
14	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTE relativo ao ano t-1	-3	-3
15	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	32	32
16	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (EUR/consumidor)	92,46002	92,46002
17	Número de consumidores médio, em BTE	1 194	1 317
18	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	122	136
19	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	25	25
20	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	144	144
A'	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	186	201
B'	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	-25	-25
C' = A' - B'	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	210	226
D'	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	177	
E' = D' - A' + B'	Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em BTE, em t-2	-34	
F'	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTE relativo ao ano t-1, acrescido de juros	10	
G'=E' x (1+i _{t-2} ^E) x (1+i _{t-1} ^E) + F'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização em BTE, relativos a t-2	-27	
21	Amortizações dos activos fixos em BTN	2 671	1 963
22	Valor médio dos activos fixos em BTN	6 191	6 871
23	Taxa de remuneração dos activos fixos em BTN	5,53%	5,57%
24	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTN relativo ao ano t-1	-376	-376
25	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	7 686	7 636
26	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (EUR/consumidor)	13,71342	13,62507
27	Número de consumidores médio, em BTN	891 493	956 185
28	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	5 369	5 025
29	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-269	-269
30	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	2 568	2 568
A''	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	25 082	24 823
B''	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN	-269	-269
C'' = A'' - B''	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	25 351	25 092
D''	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	22 992	
E'' = D'' - A'' + B''	Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em BTN , em t-2	-2 359	
F''	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTN relativo ao ano t-1, acrescido de juros	556	
G''=E'' x (1+i _{t-2} ^E) x (1+i _{t-1} ^E) + F''	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização em BTN, relativos a t-2	-1 956	
H =G + G' + G''	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização, relativos a t-2	-1 962	
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	3,724%	
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%	

5.6.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX da comercialização, de acordo com o disposto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, referente ao ano de 2025, para os níveis de tensão de NT, BTE e BTN, determinado de acordo com a diferença entre a estimativa de imobilizado para esse ano e a previsão efetuada em tarifas de 2025. O valor total para a atividade da comercialização é positivo, ou seja, a devolver pela empresa, e decorre da diminuição das amortizações e do valor do ativo a remunerar em todos os níveis de tensão, conforme apresentado no Quadro 5-51, no Quadro 5-52 e no Quadro 5-53.

Quadro 5-51 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2025 da Comercialização em NT

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT			Unidade: 10 ³ EUR
	Tarifas 2025	2025 em 2025	Tarifas 2026
1 Amortizações dos activos fixos	176	136	
2 Valor médio dos activos fixos	477	331	
3 Taxa de remuneração dos activos fixos	5,53%	5,51%	
A = 1 + 2*3 Custo com capital afeto à atividade de comercialização em NT	203	155	
B = A _{t-1} - A _{t-1} em t-1 Ajustamento NT sem juros			48
i _{t-1D} Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de spread			2,668%
C = (1 + i _{t-1D})*B Ajustamento NT com juros			49

Quadro 5-52 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da Comercialização em BTE

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE			Unidade: 10 ³ EUR
	Tarifas 2025	2025 em 2025	Tarifas 2026
1 Amortizações dos activos fixos	92	78	
2 Valor médio dos activos fixos	253	195	
3 Taxa de remuneração dos activos fixos	5,53%	5,51%	
A = 1 + 2*3 Custo com capital afeto à atividade de comercialização em BTE	106	88	
B = A _{t-1} - A _{t-1} em t-1 Ajustamento BTE sem juros			18
i _{t-1D} Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de spread			2,668%
C = (1 + i _{t-1D})*B Ajustamento BTE com juros			18

Quadro 5-53 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da Comercialização em BTN

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2025	2025 em 2025 Tarifas 2026
1	Amortizações dos activos fixos	2 890	2 613
2	Valor médio dos activos fixos	7 689	6 500
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,53%	5,51%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afeto à atividade de comercialização em BTN	3 315	2 971
B = A _{t-1} - A _{t-1} em t-1	Ajustamento BTN sem juros		344
i _{t-1D}	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de spread		2,668%
C = (1 + i _{t-1D})*B	Ajustamento BTN com juros		353

5.7 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, criou o quadro legal para o Agregador de Último Recurso (AUR), o qual tem como obrigação a aquisição de energia elétrica a três grupos de produtores:

- a) produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, que é remunerada a um preço livremente determinado em mercados organizados (abreviadamente designados neste documento por “produtores renováveis em mercado”);
- b) produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;
- c) autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP.

A energia elétrica adquirida pelo AUR é vendida em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados. A venda através de contratos bilaterais ou mecanismos regulados está sujeita a aprovação prévia pela ERSE, nos termos do RRC.

Neste quadro legal, o RT inclui a figura do AUR, que se encontra separado em duas atividades reguladas:

- a compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida (CVEE PRG), que engloba os produtores referidos acima na alínea b), cujos proveitos permitidos são determinados de acordo com o artigo 130.º do RT em vigor;

- a compra e venda de energia elétrica a produtores renováveis com remuneração fixada em mercado e de excedentes de autoconsumo (CVEE PREAC), que engloba os produtores referidos acima nas alíneas a) e c), cujos proveitos são determinados de acordo com o artigo 131.º do RT em vigor.

Os proveitos permitidos destas atividades consideram os custos de funcionamento, regulados através de uma metodologia de custos aceites. Os proveitos permitidos são determinados através de uma componente de custos com capital (amortizações e remuneração do ativo líquido) e outra de custos de exploração aceites para efeitos de regulação.

De acordo com o previsto no Decreto-Lei n.º 15/2022, até à atribuição das novas licenças de comercialização de último recurso e de agregação de último recurso, a empresa que detém atualmente a licença de comercialização de último recurso no território de Portugal continental, a SU Eletricidade, desempenha as atividades de AUR.

5.7.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

A aquisição de energia elétrica pela atividade CVEE PRG do AUR assume natureza obrigatória, nos termos dos regimes jurídicos de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração que habilitam estas aquisições e até ao decurso dos respetivos prazos¹⁰⁰. Por este motivo, os proveitos desta atividade do AUR correspondem ao CIEG relativo ao diferencial entre o custo com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida (PRG)¹⁰¹ e a revenda dessa energia em mercado.

Os proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do AUR são determinados de acordo com o n.º 1 do artigo 130.º do RT, e incluem:

- o diferencial de custo do ano t, resultante das quantidades e preços de aquisição aos produtores com remuneração garantida, abaixo descritas, e das receitas obtidas com a venda desta produção¹⁰²;

¹⁰⁰ O n.º 4 do artigo 17.º e o artigo 278.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual, determinam a manutenção dos regimes remuneratórios nas condições de atribuição até ao decurso dos respetivos prazos, nos termos em que foram estabelecidos.

¹⁰¹ Custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) previsto na subalínea i), da alínea a), do número 2 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual.

¹⁰² Corresponde ao total das receitas nos diferentes referenciais (mercados organizados, contratos bilaterais, mecanismos regulados), deduzidas de custos com comissões de participação nos mercados e custos com desvios imputáveis ao grupo de produtores representados nesta atividade, que, por força dos respetivos regimes remuneratórios, não são suportados diretamente pelos produtores.

- outros custos ou receitas, que incluem no presente exercício as receitas com garantias de origem e os ganhos e perdas decorrentes de operações de titularização de dívida tarifária;
- os custos de funcionamento da atividade;
- os ajustamentos dos proveitos permitidos de anos anteriores.

Uma vez que os proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR correspondem a um CIEG, o Decreto-Lei n.º 15/2022 permite a sua repercussão num período máximo de cinco anos, nomeadamente para garantir a estabilidade tarifária¹⁰³. Deste modo, de acordo com o n.º 2 do artigo 130.º do RT, os proveitos da atividade de CVEE PRG a recuperar em cada ano por aplicação da parcela II da tarifa de UGS incluem o proveito permitido do ano e o efeito líquido das transferências intertemporais de proveitos. Este efeito inclui a parcela referente ao diferimento de proveitos efetuada no próprio ano e as parcelas relativas às anuidades para amortização de diferimentos efetuados em exercícios tarifários anteriores.

Nos termos do n.º 2 do artigo 247.º do RT, os proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR são devidos à SU Eletricidade, atual detentor da licença de comercialização de último recurso.

5.7.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 5-54 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do ano 2026, bem como os proveitos da atividade a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, determinados de acordo com os n.ºs 1 e 2 do artigo 130.º do RT.

¹⁰³ Nos termos dos n.ºs 8 a 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Quadro 5-54 – Proveitos permitidos e a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR

		Unidade 10 ³ EUR		
		Tarifas 2025 (1)	Tarifas 2026 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-((1) / (-1))]
1 = a x b	Custo total de aquisição de energia elétrica aos PRG	1 740 569	1 591 264	-9%
a	Quantidades de PRG aquiridas (GWh)	18 161	17 976	-1%
b	Preço médio de aquisição da PRG (EUR/MWh)	95,8	88,5	-8%
2 = c x d	Receita total das vendas da energia elétrica adquirida aos PRG	1 106 074	926 107	-16%
c	Quantidades de PRG vendidas (GWh)	18 161	17 976	-1%
d	Preço médio de venda da PRG (EUR/MWh) ⁽¹⁾	60,9	51,5	-15%
A = (1) - (2)	Diferencial de custo com a aquisição da PRG do ano t	634 495	665 157	5%
3 = e + f	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PRG do AUR	-82 605	-14 000	-83%
e	Receitas com garantias de origem	-45 310	-14 000	-69%
f	Ganhos ou perdas com as titularizações de dívida	-37 296	0	-100%
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PRG do AUR	11 471	11 602	1%
5	Ajustamento t-1	-115 495	-31 634	-73%
6	Ajustamento t-2	-123 285	82 466	-167%
7	Ajustamento extraordinário	-8 278	2 824	-134%
B = (A) + (3) + (4) - (5) - (6) - (7)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR	810 417	609 103	-25%
C	Valor líquido das transferências intertemporais de proveitos (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores)	484 004	575 301	19%
D = (B) + (C)	Proveitos da atividade CVEE PRG do AUR a recuperar pela parcela II da UGS	1 294 422	1 184 404	-8%

Nota:(1) Inclui efeito da venda da PRG em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRG e dos custos com desvios.

De seguida justificam-se as principais rúbricas de custos e receitas desta atividade. Os cálculos dos ajustamentos dos anos anteriores são explicitados no ponto 5.7.1.2.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRG

No Quadro 5-55 apresenta-se a produção e o preço médio unitário de aquisição de energia elétrica aos produtores com remuneração garantida (PRG) previstos para 2026, desagregado por tecnologia. Este quadro apresenta também a desagregação por tecnologia do diferencial de custo da PRG previsto para o ano de 2026, sendo a justificação do preço de referência usado no seu cálculo apresentada no Quadro 5-56.

Quadro 5-55 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRG

Tarifas 2026					
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (EUR/MWh)	Custo Total (10 ³ EUR)	⁽¹⁾ Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRG (EUR/MWh)	Diferencial de custo PRG do ano (10 ³ EUR)
Eólicas	12 503	77,1	964 391	51,52	320 227
Hídricas	634	115,0	72 909	51,52	40 258
Biogás	100	136,3	13 580	51,52	8 447
Biomassa	1 302	141,1	183 681	51,52	116 622
Fotovoltaica	334	287,5	95 975	51,52	78 774
Eólica OffShore	81	166,8	13 533	51,52	9 354
Ondas	0	0,0	0	51,52	0
RSU	0	0,0	0	51,52	0
Cogeração (NFER)	636	88,5	56 263	51,52	23 502
Cogeração (FER)	1 251	107,6	134 617	51,52	70 157
Micro/Mini/UPAC/UPP	243	157,4	38 176	51,52	25 676
Fotovoltaica Leilões	893	20,3	18 137	51,52	-27 859
Total da Produção com Remuneração Garantida	17 976	88,5	1 591 264	51,52	665 157

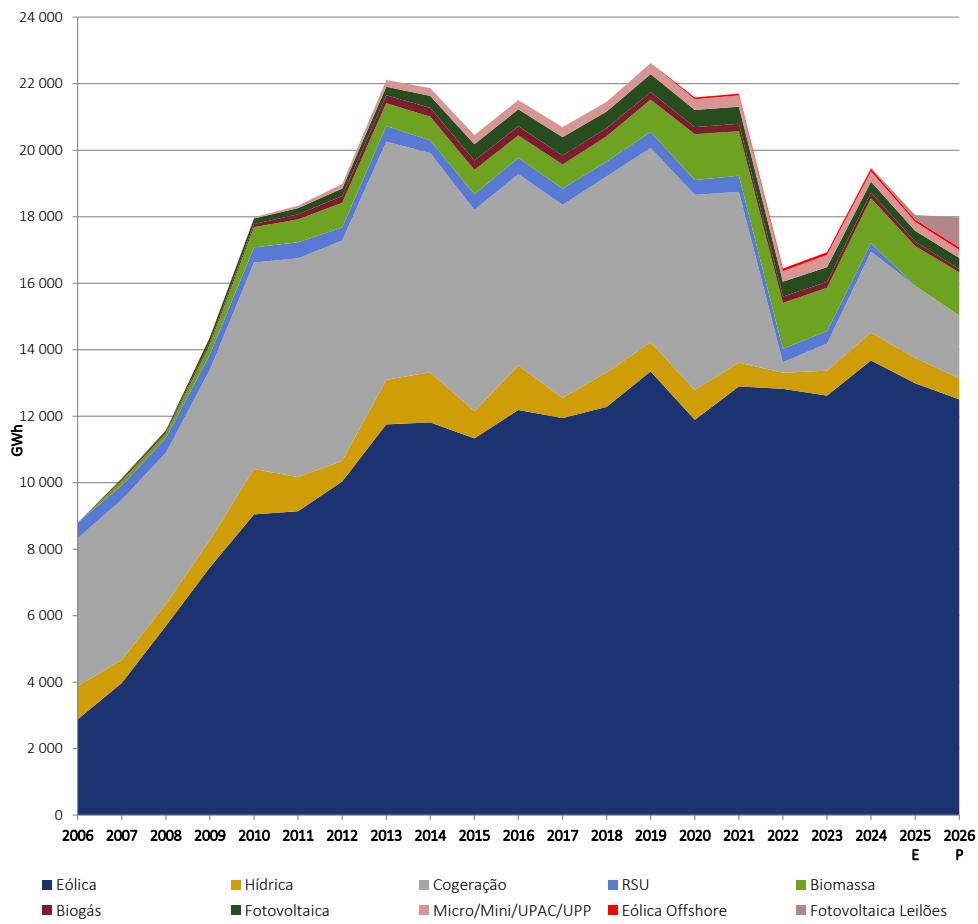
Notas: ⁽¹⁾ O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da produção com remuneração garantida é determinado tendo por base o preço médio de mercado, os preços de venda resultantes dos leilões da PRG, bem como os perfis de aquisição desta produção e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 5-15 apresenta a evolução da produção com remuneração garantida adquirida pelo AUR, desagregada por tecnologias, que ocorreu no período de 2006 a 2024, as produções estimadas para 2025 e as previstas para 2026¹⁰⁴.

¹⁰⁴ Até 2023, as aquisições da PRG foram feitas pela atividade de CVEE PRE do CUR.

Figura 5-15 - Evolução da produção por tecnologia de PRG



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

Nesta figura observa-se um crescimento acentuado da injeção deste tipo de produção nas redes até 2014. Até 2010 este crescimento deveu-se ao rápido desenvolvimento da potência instalada, com crescimentos anuais sempre acima de dois dígitos. Entre 2011 e 2014, deveu-se principalmente às condições climatéricas, tendo presente que se reduziram as ligações à rede de novos produtores. Nos anos seguintes, a potência instalada de produtores com remuneração garantida não se alterou substancialmente. Nos anos de 2022 e 2023, a redução que se observa, deve-se à redução da produção dos cogeradores no regime de remuneração garantida, nomeadamente a partir de fontes não renováveis. Esta redução foi fortemente influenciada pela subida dos preços de gás a partir da segunda metade de 2021, mas também pela transição temporária de cogeradores, não renováveis e renováveis, para o regime de remuneração geral¹⁰⁵. Em

¹⁰⁵ Ao abrigo da derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março, prevista no artigo 35.º-Y do Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 22 de dezembro.

2024, o regresso de grande parte destes cogeradores ao regime de remuneração garantida, foi o principal motivo do aumento da produção adquirida pelo AUR.

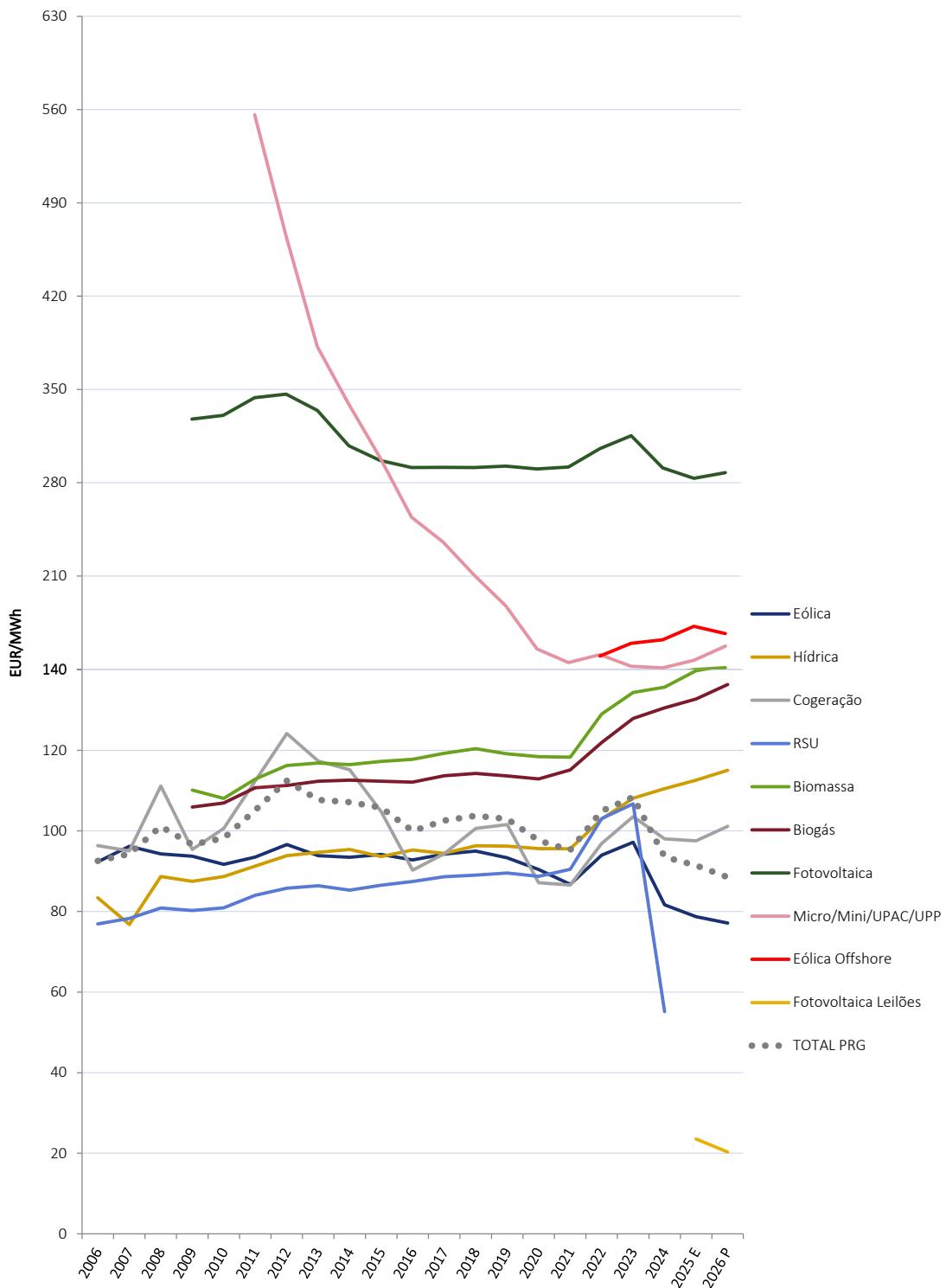
Para 2025 e 2026, a ERSE considerou as previsões da SU Eletricidade, que se baseiam em projeções de evolução da potência instalada e em dados históricos das horas de funcionamento por tecnologia e por produtor, atualizados com informação real até outubro de 2025. Neste exercício de previsão da energia adquirida pelo AUR aos PRG, destacam-se os seguintes aspetos:

- A produção de eólica *on-shore* é afetada em 2025 e 2026 pela transição mais notória de parques eólicos para regime de remuneração geral, nomeadamente dos que obtiveram prolongamento da remuneração garantida ao abrigo do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro.
- As aquisições a cogeradores mantêm-se em 2025 próximo do nível verificado em 2024, após o regresso ao regime de remuneração garantida de instalações que anteriormente haviam transitado para o regime de remuneração geral ao abrigo da derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010¹⁰⁶. Em 2026, antevê-se uma redução das aquisições do AUR a produtores desta tecnologia, em particular a partir de fontes não renováveis, nomeadamente devido ao término do período de remuneração garantida de alguns produtores.
- Entrada gradual na carteira do AUR de produtores fotovoltaicos com capacidade atribuída no leilão de 2019, em particular em 2026 e com perspetivas de crescimento acentuado nos anos seguintes, de acordo com as previsões da SU Eletricidade para 2025 e 2026. Importa referir, que estas previsões se revestem de alguma incerteza na data de início da remuneração garantida, sendo considerada a expectativa da empresa quanto à celebração de contratos dos produtores, bem como a informação mais recente prestada pela DGEG, com base no seu entendimento de aplicabilidade dos períodos para realização de testes e ensaios previstos na legislação.

A Figura 5-16 apresenta a evolução verificada do preço unitário da produção com remuneração garantida por tecnologia entre 2006 e 2024, a estimativa para 2025 e a previsão para 2026. Em termos unitários, o preço médio da energia proveniente da produção com remuneração garantida apresentou, entre 2006 e 2024, uma taxa média anual de crescimento de 0,1%.

¹⁰⁶ De acordo com os dados da SU Eletricidade, na cogeração renovável regressou ao regime de remuneração garantida a quase totalidade da potência anterior ao regime legal que introduziu a derrogação, enquanto na cogeração não renovável retornou à carteira do AUR cerca de 60% da potência existente anteriormente à alteração legislativa.

Figura 5-16 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRG



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

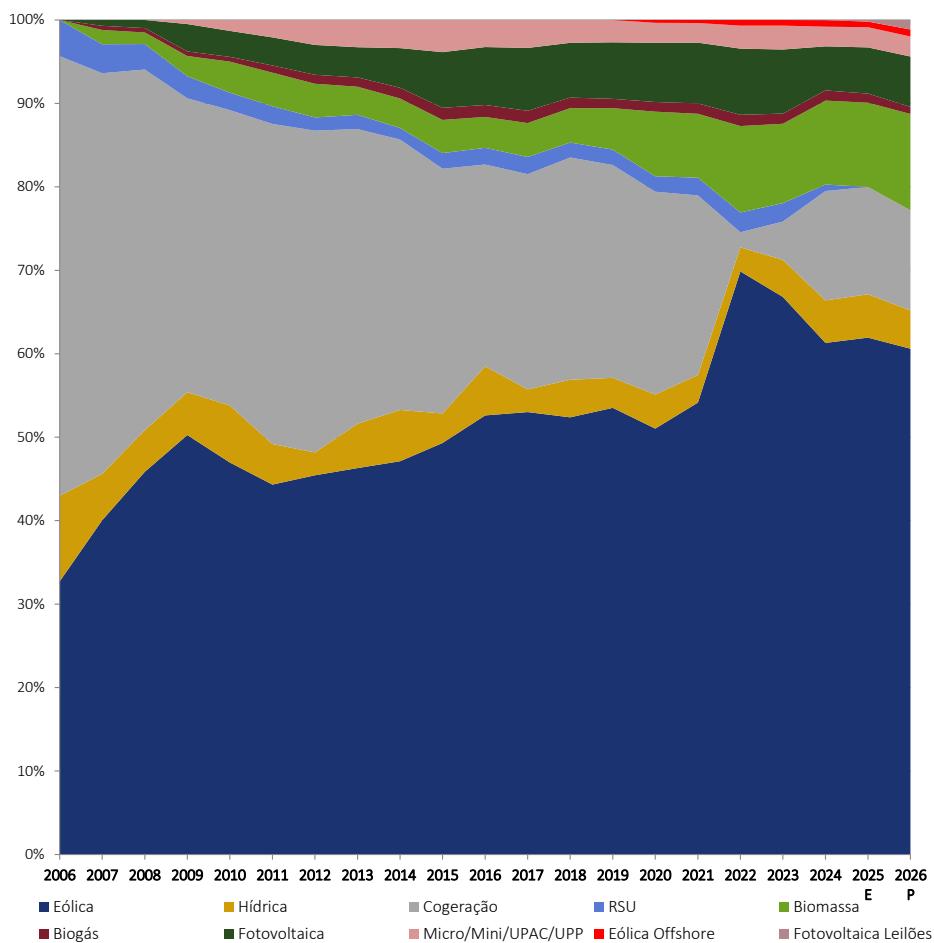
Para 2025 e 2026, a ERSE adotou os preços médios de aquisição da produção com remuneração garantida por tecnologias previstas pela SU Eletricidade. Perspetiva-se um decréscimo de 2,2% desse preço em 2025,

enquanto em 2026 a queda será de 3,2%. Salienta-se o seguinte relativamente aos preços de aquisição de algumas das tecnologias:

- O decréscimo do preço unitário da eólica deve-se à gradual transição de produtores aderentes ao Decreto-Lei n.º 35/2013 para os períodos de extensão de 5 ou 7 anos previstos neste diploma, com tarifas bonificadas mais baixas. Em sentido contrário, este preço unitário é afetado pela atualização à taxa de inflação. Refira-se que dado o peso da eólica nas aquisições do AUR, a trajetória do seu preço de aquisição afeta de forma determinante o preço unitário médio de aquisição da PRG.
- A evolução prevista para o preço da cogeração resulta da evolução perspetivada para o preço do petróleo, taxa de câmbio USD/EUR e da taxa de inflação (IPC). O preço unitário é, ainda, influenciado pela modificação do regime remuneratório de vários produtores.
- Nas restantes tecnologias, estima-se que o preço médio unitário evolua, em 2025 e 2026, em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a sua remuneração (IPC sem habitação).

A Figura 5-17 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRG. Esta figura evidencia o alargamento do *mix* de produção renovável a partir de 2006 e a alteração da estrutura deste custo.

Figura 5-17 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRG



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

O Quadro 5-56 apresenta a previsão do preço médio de venda da PRG, que constitui a referência para o cálculo do diferencial de custo, a qual resulta do preço médio no mercado grossista, dos efeitos de perfil das aquisições de energia aos PRG e de perfil dos preços de mercado em base horária, da venda da PRG através de contratação a prazo, deduzido das comissões para a participação no mercado.

No que respeita à venda da PRG a prazo, a Diretiva n.º 4/2025, de 3 de março, aprovou as regras para a realização de leilões de produção de eletricidade com regime de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração por parte do AUR. O mecanismo de leilões de produtos a prazo de maturidade e liquidação diversa, observa os princípios da transparência, da minimização dos custos e da promoção da liquidez dos mercados organizados, consagrados no RRC. Com o enquadramento desta diretiva, foram realizados 4 leilões em 2025, com produtos trimestrais e anuais, para entregas em 2025 e em 2026, pelo que a contratação a prazo influenciou os preços médios de venda nos anos 2025 e 2026, conforme indicados no quadro.

Quadro 5-56 - Previsões para o preço médio de venda da PRG

		Unidades: EUR/MWh			
		2024	2025P em T2025	2025E em T2026	2026P em T2026
A	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos	63,44	73,41	65,89	59,11
B	Preço médio de fecho em leilão PRG (EUR/MWh)	0,00	0,00	65,54	57,80
C	% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de vendas da PRG (%)	0,00%	0,00%	21,33%	33,88%
D = Ax(1-C) + BxC	Custo médio unitário de venda de energia elétrica PRG com leilões (EUR/MWh)	63,44	73,41	65,82	58,66
E	Acerto do preço de venda da PRG por efeitos de perfil	-11,93	-12,49	-12,02	-10,78
F	Custo unitário das comissões de venda da PRG	0,02	0,01	0,02	0,02
(G) = (A + E)*(1 - C) + B*C - F	Receita unitária líquida das vendas de PRG	51,50	60,90	56,35	51,52

Fonte: ERSE, EDP, OMIE, OMIP, Bloomberg

OUTROS CUSTOS OU RECEITAS – GARANTIAS DE ORIGEM

A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, determinou, no seu artigo 238.º, os princípios de concretização do modelo de emissão e certificação das Garantias de Origem (GO) da produção de eletricidade. Nesta disposição, que alterou o regime do Decreto Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, atribui-se à concessionária da RNT as competências relativas à emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem (EEGO), em Portugal continental, tendo o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, mantido, transitoriamente, esta atribuição nos termos do seu artigo 294.º.

As GO emitidas têm, por sua vez, um valor de mercado que decorre da sua utilização por entidades consumidoras de energia elétrica para efeitos de certificação de um *mix* predeterminado da produção de energia elétrica subjacente a esse consumo de eletricidade.

No caso português, com a entrada em funcionamento da EEGO em março de 2020, este sistema tornou possível a emissão de GO que foram, posteriormente, objeto de transação através de um mecanismo de leilão competitivo. Até à data, foram realizados 32 leilões, para as GO atribuíveis à produção com remuneração garantida (PRG), relativamente a lotes de produção dos anos de 2020, 2021, 2022, 2023, 2024 e 2025.

Para o ano de 2026, considera-se a manutenção do preço médio ponderado por tecnologia de 0,78 €/MWh, obtido para o exercício de produção de 2025, estimando-se um montante global de receita no valor de 14 milhões de euros.

A respeito das receitas com GO, à semelhança do referido nos documentos de suporte à fixação das tarifas de 2025, reforça-se que a ERSE pretende assegurar a sincronização do valor do diferencial de custo com a PRG com a respetiva medida mitigadora que o legislador lhe associou, ou seja, com as receitas com GO correspondentes a essa aquisição de energia. Dito de outro modo, se a energia que constitui a base de apuramento dos valores do diferencial de custo com a PRG se reporta a determinado ano, a receita de GO que mitiga tal diferencial de custo a considerar no cálculo dos proveitos desse ano, deverá ser a obtida com as GO emitidas com a energia desse mesmo ano.

Constata-se, nas contas reais e auditadas de 2024, reportadas pela SU Eletricidade para o exercício tarifário de 2026, a informação necessária para aplicar esta abordagem metodológica já foi incorporada, no sentido pretendido pela ERSE e conforme havia sido descrito no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”.

TRANSFERÊNCIA INTERTEMPORAL DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRG

No presente exercício de definição de tarifas para 2026, a ERSE não identifica a necessidade de transferências intertemporais de proveitos, para assegurar a estabilidade tarifária, pelo que este mecanismo não é ativado. Contudo, dadas as ativações do mecanismo em exercícios tarifários anteriores, o Quadro 5-57 apresenta o efeito líquido dos diferimentos dos diferenciais de custo da produção com remuneração garantida efetuados no passado, incluindo os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão. Os diferimentos efetuados no passado, reportam-se ao ano de 2024 e 2025, ao abrigo da disposição legal acima descrita.

Quadro 5-57 - Impacte nos proveitos permitidos de 2026 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG de anos anteriores

			Unidade 10 ³ EUR
Transferência intemporal do diferencial de custo da PRG			
	T2026	T2027	T2028
Diferencial PRG recuperado + Juros pagos no ano	575 301	575 301	575 301
Diferencial PRG recuperado no ano	507 640	529 253	551 793
Juros pagos no ano	67 660	46 048	23 508
Diferencial PRG por recuperar (fim ano)	1 081 046	551 793	0
Valor líquido das transferências intemporais do diferencial de custo da PRG	575 301	575 301	575 301

5.7.1.2 AJUSTAMENTOS

Nas tarifas de 2026 são repercutidos os ajustamentos provisórios da atividade de CVEE PRG do AUR, referentes ao ano de 2025, e os ajustamentos definitivos de 2024.

De acordo com o artigo 127.º do Regulamento Tarifário n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do AUR resulta da diferença entre o valor de diferencial de custo determinado nas tarifas de 2024¹⁰⁷ e o diferencial de custo determinado com base nos valores reais de 2024 das seguintes parcelas:

- custos de aquisição de energia elétrica a estes produtores;
- receitas de venda da energia elétrica adquirida a estes produtores;
- custos de funcionamento afetos a esta atividade;
- outros custos ou receitas, que incluem nomeadamente as receitas com garantias de origem e os ganhos e perdas decorrentes de operações de titularização de dívida tarifária.

O Quadro 5-58 reflete os valores das parcelas acima mencionadas, constatando-se que o ajustamento dos proveitos da atividade CVEE PRG do AUR relativo a 2024 é positivo, o que significa um valor a pagar ao sistema.

¹⁰⁷ O ajustamento de 2024 tem como referência os proveitos anuais calculados para 2024 em dezembro de 2023 e os proveitos anuais calculados em maio de 2024, na revisão excepcional de tarifas para o 2.º semestre de 2024.

Quadro 5-58 - Cálculo do ajustamento definitivo da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRG do AUR

		Unidade 10 ³ EUR			
		2024 Real (2)	Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Variação (%) (3) = [(2)-(1)*5/12+ (1')*7/12]] / [(1)*5/12+(1')*7/12]
1 = a x b	Custo total de aquisição de energia elétrica aos PRG	1 821 417	2 154 844	2 019 673	-12,3%
a	Quantidades de PRG aquiridas (GWh)	19 475	21 113	19 712	-4,0%
b	Preço médio de aquisição da PRG (EUR/MWh)	93,5	102,1	102,5	-8,6%
2 = c x d	Receita total das vendas da energia elétrica adquirida aos PRG	992 577	1 761 825	767 556	-16,0%
c	Quantidades de PRG vendidas (GWh)	19 475	21 113	19 712	-4,0%
d	Preço médio de venda da PRG (EUR/MWh)	51,0	83,4	38,9	-11,3%
A = (1) - (2)	Diferencial de custo com a aquisição da PRG do ano t	828 840	393 019	1 252 117	-7,3%
3 = e + f	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PRG do AUR	-26 836	-125 358	-125 358	78,6%
e	Receitas com garantias de origem	-23 306	-125 358	-125 358	81,4%
f	Ganhos ou perdas com as titularizações de dívida	-3 530	0	0	-
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PRG do AUR	13 107	12 400	12 400	5,7%
5	Ajustamento t-1	-1 493 087	-1 481 106	-1 501 645	0,0%
6	Ajustamento t-2	-407 444	-407 444	-407 444	0,0%
7	Ajustamento extraordinário	8 255	8 255	8 255	0,0%
B = (A) + (4) - (5) - (6) - (7)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR	2 707 387	2 160 357	3 039 994	1,3%
C	Valor líquido das transferências intertemporais de proveitos (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores)	-1 244 063	-1 244 063	-1 244 063	0,0%
D = (B) + (C)	Proveitos da atividade CVEE PRG do AUR a recuperar pela parcela II da UGS	1 463 324	916 293	1 795 930	2,4%
E = 5/12 x (D Dez 2023) + 7/12 x (D Mai 2024)	Proveitos da atividade CVEE PRG do AUR referentes a -2 transferidos pelo ORD	1 429 415			
F = (E - D) x (1+i _{t-1} ^E) x (1+i _{t-2} ^E)	Desvio dos proveitos a recuperar pela atividade CVEE PRG do AUR em 2024, atualizado para t	-36 110			
G	Valor do ajustamento provisório referente a 2024 e incluído nos proveitos de t-1	-115 495			
H = G x (1+i _{t-1} ^E)	Valor do ajustamento provisório referente a 2024 e incluído nos proveitos de t-1, atualizado para t	-118 576			
I = F - H	Ajustamento dos proveitos a recuperar pela atividade CVEE PRG do AUR a repercutir nos proveitos permitidos do ano t	82 466			
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	3,724%			
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%			

O ajustamento de 2024 dos proveitos da atividade de CVEE PRG do AUR resultam principalmente dos seguintes fatores:

- alterações ocorridas ao nível da receita de venda da PRG, designadamente devido à volatilidade e efeitos de perfil dos preços de mercado, que levaram a revisão em forte baixa da previsão do preço médio de venda da PRG na fixação excepcional de tarifas de maio de 2024 (redução de 45 EUR/MWh face ao previsto na fixação de tarifas em dezembro de 2023), até ao apuramento do seu valor real no presente exercício tarifário (cerca de 12 EUR/MWh acima do valor de maio de 2024);

- desvio por defeito no custo de aquisição da PRG, quer por efeito preço, quer por efeito quantidade.
- desvio por defeito nas receitas das garantias de origem.

Os desvios de quantidades, de custo unitário de aquisição e da receita unitária de venda da PRG podem ser observados no Quadro 5-59, onde são visíveis os fatores acima descritos.

Quadro 5-59 – Desvios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRG

	2024 Real	2024 em Tarifas 2025	Desvio (Real-T2025)		Tarifas 2024 (Maio 2024)	Desvio (Real-T2024 Mai)	Tarifas 2024 (Dez 2023)	Desvio (Real-T2024 Dez)		
			Valor	%						
Quantidades (GWh)	19 475	18 906	569	3,0%	19 712	-237	-1,2%	21 113	-1 638	-7,8%
Diferencial unitário custo PRG (EUR/MWh)	42,56	48,22	-5,66	-11,7%	63,52	-20,96	-33,0%	18,62	23,94	128,6%
Preço médio de venda PRG (1)	50,97	50,69	0,28	0,6%	38,94	12,03	30,9%	83,45	-32,48	-38,9%
Custo médio PRG	93,53	98,90	-5,38	-5,4%	102,46	-8,93	-8,7%	102,06	-8,54	-8,4%

Nota: (1) Inclui efeito da venda da PRG em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRG e dos custos com desvios.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

O reporte de informação sobre as garantias de origem efetuado pela SU Eletricidade para o ano de 2024 permite a aplicação da metodologia preconizada pela ERSE para a repercussão de ajustamentos destas receitas, nos termos sistematizados pela ERSE no exercício tarifário de 2025. Esta metodologia procura assegurar a neutralidade financeira na perspetiva da SU Eletricidade e na perspetiva dos consumidores.

Descrevem-se abaixo os valores considerados no ajustamento definitivo de 2024 das receitas com garantias de origem, num total de 23,3 milhões de euros, de acordo com esta metodologia:

- receitas de leilões realizados em 2024, em data posterior ao fecho das contas reguladas de 2023 e não especializadas a este ano, referentes a GO emitidas para a energia PRG de origem renovável de 2023, num montante de 10,5 milhões de euros;
- receitas das GO emitidas para a energia PRG de origem renovável de 2024, que foram faturadas no ano de 2024, num montante de 11,5 milhões de euros ¹⁰⁸;
- receitas de leilões realizados em 2025, em data anterior ao fecho das contas reguladas de 2024, referentes a GO emitidas para a energia PRG de origem renovável de 2024, que foram

¹⁰⁸ Para o ano de exercício de produção de 2024, tendo em consideração a informação já fechada dos resultados dos leilões GO-PT, resulta um montante global de receitas de 11,44 milhões de euros, correspondente a um volume total colocado de 20,9 TWh valorizadas ao preço médio ponderado de 0,54 €/MWh.

especializadas e atualizadas com juros para efeitos regulatórios¹⁰⁹ ao ano de 2024, num montante de 1,5 milhões de euros;

- d) dedução de comissões suportadas com a realização dos leilões das GO, num montante de 0,2 milhões de euros.

Relativamente à partilha de ganhos ou perdas com as titularizações de dívida do ano de 2024, foi calculado um valor de 3,5 milhões de euros, de acordo com a metodologia publicada pela ERSE no exercício tarifário de 2025 e que também consta no Anexo II deste documento.

5.7.1.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2025 DA ATIVIDADE DE CVEE PRG DO AUR

O Quadro 5-60 apresenta as parcelas que determinam o ajustamento provisório dos proveitos da atividade CVEE PRG do AUR relativo a 2025¹¹⁰, de acordo com o estabelecido no artigo 127.º do Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

¹⁰⁹ No cálculo foi considerada a taxa de juro dos ajustamentos tarifários de 3,72% (EURIBOR 12 meses ano 2024 + spread 0,45%)

¹¹⁰ O ajustamento provisório de 2025 tem como referência os proveitos anuais calculados para 2025 em dezembro de 2024.

Quadro 5-60 - Cálculo do ajustamento provisório de 2025 da atividade de Compra e Venda de Energia
Elétrica da PRG do AUR

		Unidade 10 ³ EUR		
	2025 Estim (2)	Tarifas 2025 (1)	Variação (%) (3) = [(2)-(1)] / (1)	
1 = a x b	Custo total de aquisição de energia elétrica aos PRG	1 650 217	1 740 569	-5,2%
a	Quantidades de PRG aquiridas (GWh)	18 049	18 161	-0,6%
b	Preço médio de aquisição da PRG (EUR/MWh)	91,4	95,8	-4,6%
2 = c x d	Receita total das vendas da energia elétrica adquirida aos PRG	1 017 043	1 106 074	-8,0%
c	Quantidades de PRG vendidas (GWh)	18 049	18 161	-0,6%
d	Preço médio de venda da PRG (EUR/MWh)	56,3	60,9	-7,5%
A = (1) - (2)	Diferencial de custo com a aquisição da PRG do ano t	633 174	634 495	-0,2%
3 = e + f	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PRG do AUR	-51 296	-82 605	-37,9%
e	Receitas com garantias de origem	-14 000	-45 310	-69,1%
f	Ganhos ou perdas com as titularizações de dívida	-37 296	-37 296	0,0%
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PRG do AUR	12 294	11 471	7,2%
5	Ajustamento t-1	-115 495	-115 495	0,0%
6	Ajustamento t-2	-123 285	-123 285	0,0%
7	Ajustamento extraordinário	-8 278	-8 278	0,0%
B = (A) + (3) + (4) - - (5) - (6) - (7)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR	841 230	810 417	3,8%
C	Valor líquido das transferências intertemporais de proveitos (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores)	484 004	484 004	0,0%
D = (B) + (C)	Proveitos da atividade CVEE PRG do AUR a recuperar pela parcela II da UGS	1 325 234	1 294 422	2,4%
E = (D Estim) - (D Tarifas)	Desvio dos proveitos a recuperar pela atividade CVEE PRG do AUR em 2025	-30 812		
F = (E) x (1+i _{t-1} ^E)	Ajustamento dos proveitos a recuperar pela atividade CVEE PRG do AUR a repercutir nos proveitos permitidos do ano t	-31 634		
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%		

Nota: (1) Inclui efeito da venda da PRG em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRG e dos custos com desvios.

(2) O ajustamento extraordinário repercutido em 2025 reporta-se à reversão da decisão regulatória sobre a aplicação da Portaria n.º 244/2020, descrito em maior detalhe no ponto 5.6.1.2.3 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2025 das empresas reguladas do setor elétrico”.

O ajustamento provisório de 2025, a devolver à empresa, é explicado essencialmente pelos seguintes fatores de sentido inverso:

- redução das receitas receita de venda da PRG, devido ao efeito de perfil dos preços de mercado, que justificou a revisão em baixa da previsão do preço médio de venda da PRG em 2025;
- redução significativa da estimativa das receitas com garantias de origem, devido à redução dos preços unitários obtidos nos leilões de 2025 face ao previsto nas tarifas de 2025, publicadas em dezembro de 2024;

- redução do custo de aquisição da PRG, devido à diminuição das quantidades produzidas, cuja estimativa atual se situa abaixo do previsto nas tarifas de 2025, assim como à redução do custo unitário.

Os desvios de quantidades, de custo unitário de aquisição e da receita unitária de venda da PRG podem ser observados no Quadro 5-.

Quadro 5- – Desvios provisórios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRG

	2025 Estim	Tarifas 2025	Desvio (2025-T2025)	
			Valor	%
Quantidades (GWh)	18 049	18 161	-111	-0,6%
Diferencial unitário custo PRG (EUR/MWh)	35,08	34,94	0,14	0,4%
Preço médio de venda PRG (1)	56,35	60,90	-4,56	-7,5%
Custo médio PRG	91,43	95,84	-4,41	-4,6%

Nota: (1) Inclui efeito da venda da PRG em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRG e dos custos com desvios.

Para o ano de 2025, considerou-se nas tarifas de 2025 um montante global de receitas de GdO de 45,31 milhões de euros, correspondente a um volume total de 17,2 TWh valorizado ao preço médio de 2,64€/MWh. Assim, para efeito dos ajustamentos de 2025, considera-se um acréscimo do volume previsional de 0,8 TWh, correspondendo a um volume final de 18,0 TWh, ao preço médio ponderado adjudicado dos leilões de lotes para cada uma das tecnologias, o qual resulta num decréscimo de cerca 1,86 EUR/MWh face à estimativa no exercício tarifário de 2025 (para 0,78 EUR/MWh). O produto do preço estimado pelo volume previsional resulta num montante global de receita no valor de 14 milhões de euros (decréscimo de 31,31 milhões de euros face à previsão realizada para as tarifas de 2025).

5.7.1.3 AJUSTAMENTO EXTRAORDINÁRIO A REPERCUTIR EM 2026

Na preparação do exercício tarifário de 2026 identificou-se que o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (CVEE PRE) do CUR, repercutido nos proveitos permitidos do ano de 2024 dessa atividade, incorporou um montante incorreto. Por este motivo, houve necessidade de efetuar um ajustamento extraordinário, que se repercutiu em 2026.

A atividade de CVEE PRE do CUR, que no quadro regulamentar vigente à data era desenvolvida pela SU Eletricidade, foi substituída no atual quadro regulamentar pela atividade de CVEE PRG do AUR, também desenvolvida pela SU Eletricidade, motivo pelo qual se optou por repercutir este ajustamento extraordinário nos proveitos da atividade de CVEE PRG do AUR.

Com o RT aplicável em 2022, as medidas de contenção tarifária eram repercutidas na atividade de CVEE PRE do CUR. No caso das transferências a efetuar pelo Fundo Ambiental em 2022, para garantir a neutralidade tarifária do CAPEX decorrente das infraestruturas de ligação ao projeto *Windfloat* respeitantes a esse ano, as contas reguladas e auditadas de 2022 apresentadas pela SU Eletricidade não contemplavam esse valor, uma vez que a transferência só ocorreu em fevereiro de 2023, no montante de 2 501 milhares de euros.

Para efeitos de regulação, assumiu-se que esta transferência ocorreu em 2022 e a mesma foi corretamente considerada no cálculo do ajustamento de 2022, assim como apresentada no Quadro 4-63 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico”. Contudo, o seu valor foi incorretamente deduzido noutra medida de contenção tarifária desse ano, em concreto nas receitas provenientes dos leilões de licenças de emissão de CO₂, que dessa forma, em vez de terem sido incorporadas com o montante reportado pela SU Eletricidade (396 963 milhares de euros), assumiram um valor inferior (394 462 milhares de euros).

Desta forma, o total das medidas de contenção tarifária considerado no cálculo do ajustamento de 2022 foi inferior ao valor das transferências efetivamente recebidas pela SU Eletricidade em 2022, no valor da transferência referente à neutralidade tarifária do *Windfloat* desse ano (2 501 milhares de euros), resultando num proveito em excesso que será devolvido em 2026. Refira-se que, no âmbito dos trabalhos para conclusão do exercício tarifário de 2026, a própria empresa confirmou esta diferença e alertou a ERSE para a necessidade da sua correção.

Face ao exposto, o ajustamento extraordinário de 2022 da atividade de CVEE PRE do AUR resulta numa dedução de proveitos de 2026 da atividade de CVEE PRG do AUR de 2 824 milhares de euros, correspondente ao valor de 2 501 milhares de euros acrescido dos juros previstos para ajustamentos tarifários de 2022 até 2026.

5.7.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES RENOVÁVEIS EM MERCADO E DE EXCEDENTES DE AUTOCONSUMO

A aquisição de energia elétrica pela atividade de CVEE PREAC do AUR assume natureza supletiva e temporária. Assim, a aquisição aos produtores renováveis em mercado¹¹¹ e dos excedentes da produção para autoconsumo deverá ser feita pelo AUR apenas quando não exista oferta de agregadores de electricidade em regime de mercado, estando limitada a um período de quatro meses¹¹². Por este motivo, a aquisição de energia pelo AUR a produtores renováveis em mercado e dos excedentes de autoconsumo poderá apresentar uma elevada volatilidade das quantidades interanuais, mas também de ano para ano.

A energia elétrica adquirida aos produtores no âmbito desta atividade é remunerada através de uma tarifa de referência, cuja metodologia de cálculo se encontra definida no artigo 197.º do RT em vigor. Esta tarifa de referência do AUR corresponde à média aritmética dos preços horários de mercado, ajustada ao perfil de produção de cada produtor, deduzida dos encargos a imputar a cada produtor. Os encargos têm uma componente variável, que cobre os desvios à programação e outros encargos da representação do produtor em mercado, e uma componente fixa, que cobre, total ou parcialmente, os custos de funcionamento da atividade de CVEE PREAC do AUR.

Tal como na atividade de CVEE PRG, as receitas da venda da energia adquirida aos produtores pela atividade de CVEE PREAC resultam da participação em mercados organizados, mas também de contratos bilaterais celebrados pelo AUR ou de mecanismos regulados aplicáveis, que em ambos os casos deverão ter aprovação prévia da ERSE.

Em termos regulamentares, os proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR são determinados por uma metodologia de custos aceites, de acordo com o n.º 1 do artigo 131.º do Regulamento Tarifário em vigor, incluindo:

- o diferencial do ano t entre o custo de aquisição de energia elétrica, à tarifa de referência, e as receitas obtidas com a venda desta produção;
- outros custos ou receitas da atividade;

¹¹¹ Refere-se a produtores a partir de fontes de energia renováveis com remuneração fixada em mercado, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA. Contudo, no período transitório em que a atividade de CVEE PREAC é desenvolvida pela SU Eletricidade, a aquisição de energia é assegurada apenas aos produtores com potência de ligação atribuída que não excede 1 MW, de acordo com o n.º 3 do artigo 247.º do RT em vigor.

¹¹² De acordo com o n.º 3 do artigo 148.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e nos termos regulamentados no RRC.

- os custos de funcionamento da atividade;
- os ajustamentos dos proveitos permitidos de anos anteriores.

De acordo com os n.ºs 2 e 3 do artigo 247.º do RT, os proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC do AUR são devidos à SU Eletricidade, atual detentor da licença de comercialização de último recurso.

5.7.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 5-61 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC para o ano de 2026, explicitando as parcelas previstas no artigo 131.º do RT em vigor, e sua comparação com os proveitos permitidos de 2025.

Quadro 5-61 – Proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR

		Unidade 10^3 EUR		
		Tarifas 2025 (1)	Tarifas 2026 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-(1)] / (1)
1 = (a) - [(b) + (c)]	Custo total de aquisição de energia aos PREAC	4 435	4 413	-0,5%
a	Custo de aquisição ao preço médio mercado ajustado pelos perfis de produção	4 492	5 804	29,2%
b	Encargos variáveis suportados pelos produtores	0	1 326	-
c	Encargos fixos suportados pelos produtores	57	65	14,3%
2 = (d) - [(e) + (f)]	Receita total das vendas da energia adquirida aos PREAC	4 492	4 478	-0,3%
d	Receitas de mercado	4 492	4 478	-0,3%
e	Desvios de programação	0	-1 326	-
f	Outros encargos	0	1 326	-
3	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PREAC do AUR	0	0	-
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR	468	857	83,2%
5	Ajustamento t-1 ⁽¹⁾	-345	-232	-32,8%
6	Ajustamento t-2 ⁽²⁾	286	-213	-174,4%
A = (1)-(2)+(3)+(4)- (5)-(6)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC do AUR	469	1 236	163,4%

Nota: (1) Inclui a repercussão dos desvios definitivos do facilitador de mercado de 2024 nos proveitos de 2025 da atividade CVEE PREAC do AUR.

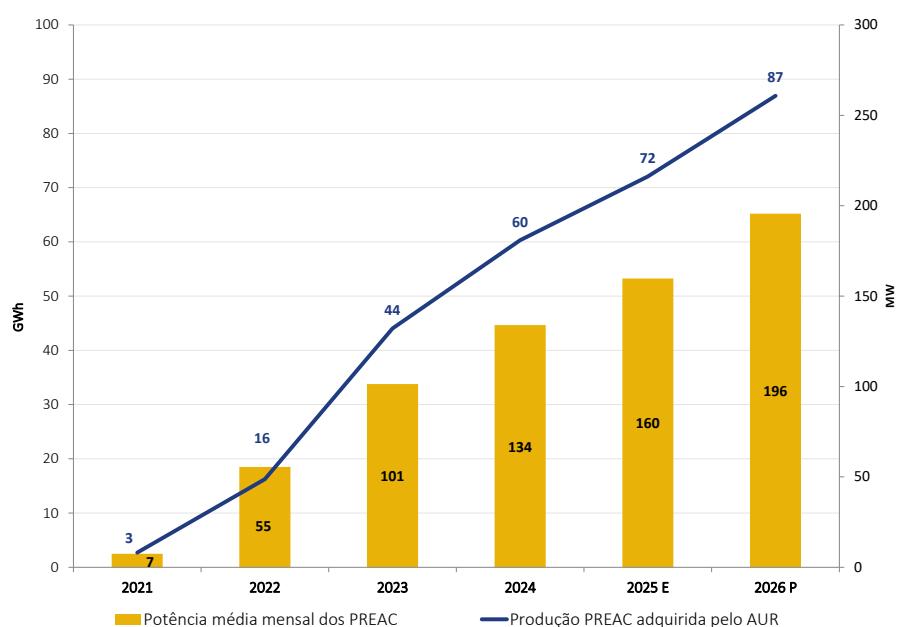
AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PREAC

Uma vez que ainda se dispõe de pouco histórico desta atividade regulada, a ERSE optou por aceitar os dados previsionais da SU Eletricidade para a evolução da potência instalada e para a energia a adquirir aos PREAC em 2026.

No que respeita ao custo de aquisição aos PREAC, em termos previsionais, a metodologia de cálculo da tarifa de referência do AUR assegura que, com exceção da componente fixa dos encargos a suportar pelos produtores em função da sua potência instalada, os custos de aquisição de energia serão iguais às receitas líquidas da venda¹¹³ dessa energia no mercado, deduzidas dos encargos variáveis. Deste modo, os proveitos a recuperar pela atividade de CVEE PREAC do AUR correspondem à diferença entre os custos de funcionamento previstos para a atividade e o montante previsto recuperar pela aplicação do preço da componente fixa aos produtores.

No Figura 5-18 apresenta-se a evolução da potência instalada no final do ano e das aquisições de energia elétrica aos PREAC, incluindo as estimativas e previsões da SU Eletricidade para 2025 e 2026. De acordo com os dados da empresa, a maioria das aquisições são proveniente de pequenos produtores fotovoltaicos em mercado (proporção superior a 86% no ano de 2024).

Figura 5-18 - Evolução da potência instalada e da produção adquirida pelo AUR aos PREAC



Fonte: SU Eletricidade

¹¹³ Receitas ao preço de mercado, deduzidas dos custos de participação no mercado (desvios de programação, comissões e outros).

MONTANTE A RECUPERAR PELA COMPONENTE FIXA

Para o preço da componente fixa dos encargos a suportar pelos produtores, a ERSE definiu para 2026 o valor de 0,0279 EUR/kW/mês, a aplicar à potência instalada de cada produtor, cuja fundamentação se encontra no capítulo 4 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2026». O preço da componente fixa não assegura a recuperação total dos custos de funcionamento, sendo o remanescente recuperado por via tarifária, através da parcela I da tarifa de UGS. O Quadro 5-62 apresenta o montante a recuperar pela aplicação do preço da componente fixa.

Quadro 5-62 – Previsão do montante anual a recuperar pela componente fixa do encargo da tarifa de referência do AUR e sua comparação com os custos de funcionamento

		Unidade 10 ³ EUR		
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação (%)
1 = (a) x (b) x 12 / 1000	Montante de encargos recuperados pela aplicação do preço da componente fixa	57	65	14,3%
a	Média mensal do valor global de potência inscrita nos contratos entre o AUR e o produtores renováveis em mercado e unidades de autoconsumo (kW)	175 490	195 631	11,5%
b	Preço da componente fixa dos encargos a suportar pelos produtores, incluído na tarifa de referência do AUR (EUR/kW/mês)	0,0272	0,0279	2,6%
2	Custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR	468	857	83,2%
A = (2) - (1)	Custos do ano a recuperar pelas tarifas (exclui ajustamentos de anos anteriores)	410	791	92,8%
B = (A) / (2) x 100%	Percentagem dos custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR a recuperar pelas tarifas	87,8%	92,4%	4,6 p.p.

5.7.2.2 AJUSTAMENTOS

5.7.2.2.1 AJUSTAMENTO DE 2024 DA ATIVIDADE DE CVEE PREAC DO AUR

O Quadro 5-63 apresenta as parcelas que determinam o ajustamento definitivo dos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR relativo a 2024¹¹⁴, de acordo com o estabelecido no artigo 128.º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

¹¹⁴ O ajustamento provisório de 2024 tem como referência os proveitos anuais calculados para 2024 em dezembro de 2023 e os proveitos anuais calculados em maio de 2024, na revisão excepcional de tarifas que vigoraram entre junho e dezembro de 2024.

Quadro 5-63 – Desvio definitivo de 2024 da atividade de facilitador de mercado repercutido nos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR

		Unidade 10 ³ EUR			
		2024 Real (1)	Tarifas 2024 (Dez2023) (2)	Tarifas 2024 (Mai2024) (2')	Variação (%) (3) = [(1)-(2)*5/12+ (2')*7/12] / [(2)*5/12+(2')*7/12]
1 = (a) - [(b) + (c)]	Custo total de aquisição de energia aos PREAC	1 658	1 948	885	24,8%
a	Custo de aquisição ao preço médio mercado ajustado pelos perfis de produção	2 108	2 051	989	47,2%
b	Encargos variáveis suportados pelos produtores	424	60	60	609,9%
c	Encargos fixos suportados pelos produtores	27	44	44	-39,5%
2 = (d) - [(e) + (f)]	Receita total das vendas da energia adquirida aos PREAC	1 474	1 992	929	7,5%
d	Receitas de mercado	1 817	2 051	989	26,9%
e	Desvios de programação	342	60	60	473,6%
f	Outros encargos	0	0	0	-
3	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PREAC do AUR	0	0	0	-
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR	455	150	150	202,7%
5	Ajustamento t-1 ⁽¹⁾	-123	-123	-123	-
6	Ajustamento t-2 ⁽²⁾	-151	-151	-151	-
7	Ajustamento extraordinário	-139	-139	-139	-
A = (1)-(2)+(3)+(4)- (5)-(6)-(7)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC do AUR	1 052	520	520	102,4%
B	Proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC do AUR	1 052			
C = 5/12 x (D Dez 2023) + 7/12 x (E Mai 2024)	Proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR referentes a 2024 transferidos pelo ORD	520			
D = (C - B) x (1+i _{t-1} ^E) x x (1+i _{t-2} ^E)	Desvio dos proveitos a recuperar pela atividade CVEE PREAC do AUR em 2024, atualizado para t	-567			
E	Valor do ajustamento provisório referente a 2024 e incluído nos proveitos de t-1	-345			
F = E x (1+i _{t-1} ^E)	Valor do ajustamento provisório referente a 2024 e incluído nos proveitos de t-1, atualizado para t	-354			
G = D - F	Ajustamento dos proveitos a recuperar pela atividade CVEE PREAC do AUR a repercutir nos proveitos permitidos do ano t	-213			
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	3,724%			
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%			

O ajustamento de 2024, a favor da empresa, é explicado essencialmente pelo efeito de acréscimo do custo total de aquisição de energia aos PREAC, superior à receita total de venda a esses produtores. Refira-se que o desvio ocorrido ao nível dos custos de funcionamento, face ao previsto nas tarifas de 2024, já tinha sido corrigido pelo ajustamento provisório de 2024, constante das tarifas de 2025.

5.7.2.2.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2025 DA ATIVIDADE DE CVEE PREAC DO AUR

O Quadro 5-64 apresenta as parcelas que determinam o ajustamento provisório dos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR relativo a 2025¹¹⁵, de acordo com o estabelecido no artigo 128.º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

¹¹⁵ O ajustamento provisório de 2025 tem como referência os proveitos anuais calculados para 2025 em dezembro de 2024.

Quadro 5-64 - Cálculo do ajustamento provisório de 2025 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PREAC do AUR

		Unidade 10 ³ EUR		
		2025 Estim (1)	Tarifas 2025 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-(1)] / (1)
1 = (a) - [(b) + (c)]	Custo total de aquisição de energia aos PREAC	4 008	4 435	-9,6%
a	Custo de aquisição ao preço médio mercado ajustado pelos perfis de produção	5 296	4 492	17,9%
b	Encargos variáveis suportados pelos produtores	1 235	0	-
c	Encargos fixos suportados pelos produtores	52	57	-8,6%
2 = (d) - [(e) + (f)]	Receita total das vendas da energia adquirida aos PREAC	4 061	4 492	-9,6%
d	Receitas de mercado	4 061	4 492	-9,6%
e	Desvios de programação	-1 235	0	-
f	Outros encargos	1 235	0	-
3	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PREAC do AUR	0	0	-
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR	688	468	47,2%
5	Ajustamento t-1 ⁽¹⁾	-345	-345	0,0%
6	Ajustamento t-2 ⁽²⁾	286	286	0,0%
7	Ajustamento extraordinário	0	0	-
A = (1)-(2)+(3)+(4)- (5)-(6)-(7)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC do AUR	695	469	48,1%
B = (A Estim) - (A Tarifas)	Desvio dos proveitos a recuperar pela atividade CVEE PREAC do AUR em 2025	-226		
C = (B) x (1+i _{t-1} ^E)	Ajustamento dos proveitos a recuperar pela atividade CVEE PREAC do AUR em 2025, a repercutir nos proveitos permitidos de 2026	-232		
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	2,668%		

O ajustamento provisório de 2025, a receber pela empresa, é explicado essencialmente pelo aumento dos custos de funcionamento estimados para 2025 face ao previsto nas tarifas de 2025, resultante do crescimento acentuado do número de produtores com contrato com a atividade de CVEE PREAC, que levou a empresa a afetar mais recursos a esta atividade por forma a assegurar a capacidade operacional.

5.8 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

A EDA desenvolve atividades relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo ainda energia elétrica a produtores independentes.

Para o período de regulação que se inicia em 2026, mantiveram-se as metodologias de regulação aplicadas a todas as atividades no anterior período de regulação, assente na regulação por incentivos no OPEX¹¹⁶, com a definição de novas bases de custos e a revisão das metas eficiência de acordo com o desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS), de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e de Comercialização de Energia Elétrica (CEE) é apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029».

De destacar ainda as alterações decorrentes da publicação do Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro, da qual resultaram, entre outros, os seguintes efeitos nas atividades desenvolvidas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira: (i) introdução do ajustamento provisório na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e (ii) individualização da componente de custos de armazenamento de combustíveis das restantes parcelas de custo eficientes de combustíveis (descarga, transporte e comercialização), definidos para a atividade de AGS.

Em seguida, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da EDA e que estão na base do cálculo das tarifas para 2026.

5.8.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

A metodologia de regulação da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema manteve-se para o período de regulação 2026-2029, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto no CAPEX¹¹⁷, continua a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, aplica-se uma metodologia de custos de referência para os custos de aquisição, transporte, descarga e armazenamento, com a alteração já referida ao nível da componente de custos de armazenamento.

¹¹⁶ Operational Expenditure (corresponde de um modo geral aos gastos operacionais, sem amortizações)

¹¹⁷ Capital Expenditure (custo com capital, isto é, remuneração do ativo líquido e as amortizações)

5.8.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema é dado pela expressão constante no n.º 1 do artigo 132º do RT em vigor, cujos valores se apresentam no Quadro 5-65.

Quadro 5-65 - Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas de 2025	Tarifas de 2026	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	40 882	43 957	7,5%
2	Custo com capital afeto à atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema ($a' + b' \times c' + d'$)	20 299	21 196	4,4%
a'	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	14 284	13 833	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	166 404	163 597	
c'	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,23%	6,19%	
d'	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	2 690	2 763	
3	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE ($e' + f' + h' + i' + j' + k' + l'$)	53 440	64 036	19,8%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	14 631	18 487	
f'	Taxa de inflação (IPB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	3,80%	3,53%	
g'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50%	1,50%	
h'	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	14 101	13 736	
i'	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	747	2 438	
j'	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	1 294	1 391	
k'	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	48	41	
l'	Custos com o CO ₂ aceites pela ERSE	22 620	27 943	
4	Custos com o fuel aceites pela ERSE	55 573	61 622	10,9%
5	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	21 528	17 255	-19,8%
6	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	1 340	4 816	
8	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 7 - 8	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	190 381	203 249	6,8%
9	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-3 387	-3 356	-0,9%
10	Emissão para a rede (MWh)	851 548	899 703	5,7%
B=((A-5+7+8)/10) * 1000	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-1 e de t-2) (€/MWh)	228,30	234,33	2,6%

O acréscimo previsto dos proveitos permitidos para 2026 é justificado, em grande parte, pelo aumento: i) dos custos com a aquisição de energia, (ii) dos custos de exploração sujeitos a metas de eficiência, decorrente da definição da nova base de custos, (iii) dos custos com fuelóleo e iv) dos custos com CO₂. Há

ainda a registar um aumento do valor do ajustamento a devolver pela empresa, que contribui para que o aumento dos proveitos não seja ainda maior.

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 5-66 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA.

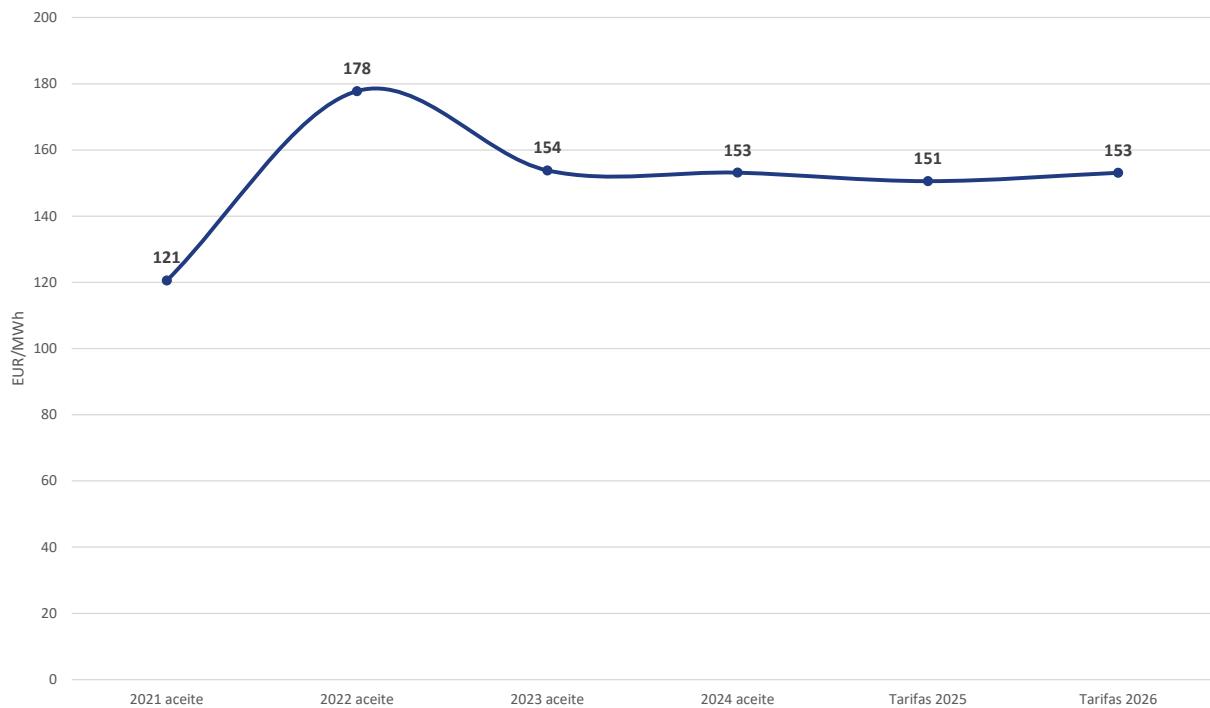
Quadro 5-66 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

Unidade (*)	2024 aceite	Tarifas 2025	2025 em 2025	Evolução anual %	Tarifas 2026	Evolução anual %		
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	EUR/MWh	153,1	150,6	145,3	-5%	153,1	2%	5%

Nota: Não inclui custos com licenças de emissão de CO₂.

A Figura 5-19 permite visualizar para o período 2021 a 2026, a evolução dos custos unitários das centrais térmicas da EDA, sem custos com as licenças de emissão de CO₂, com os valores definitivos (“aceite”) até 2024 e os valores previstos nas tarifas de 2025 e de 2026.

Figura 5-19 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA, sem custos com licenças de emissão de CO₂ (EUR/MWh)



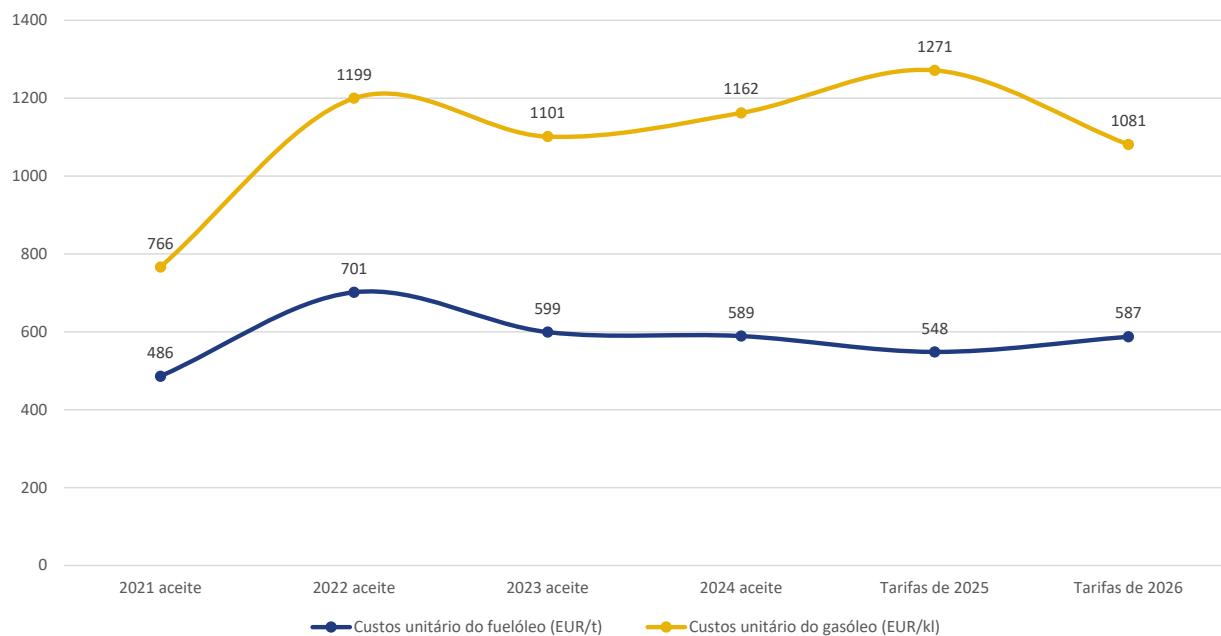
O Quadro 5-67 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

Quadro 5-67 - Custo unitário dos combustíveis

Unidade	2024 aceite	Tarifas 2025	2025 em 2025	Evolução anual %	Tarifas 2026	Evolução anual %		
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	588,8	548,1	538,0	-9%	587,0	7%	9%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	1162,1	1271,5	1147,9	-1%	1080,9	-15%	-6%

Observa-se que as previsões da ERSE para o ano de 2025, face ao valor previsto em tarifas revelam uma expectativa de redução dos preços dos dois combustíveis. Para 2026, as previsões apontam para uma redução no gasóleo e um aumento no fuelóleo.

A Figura 5-20 permite visualizar as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica, apresentando os valores verificados entre 2021 e 2024 e os previstos nas tarifas de 2025 e de 2026.

Figura 5-20 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos

CUSTOS COM FUELÓLEO E GASÓLEO

Em 2009 foi implementada na EDA e na EEM uma metodologia¹¹⁸ regulatória que visava tornar economicamente mais eficiente a aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas (RA) e no continente. Em 2015 esta metodologia foi alargada aos restantes combustíveis consumidos nas RA, nomeadamente o gasóleo e o gás natural¹¹⁹. Posteriormente, surgiram novos aspetos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados nas Regiões Autónomas.

Nesta perspetiva, foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que foi realizado pela PwC e concluído em 2021. As conclusões deste estudo encontram-se resumidas no documento de «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)», de dezembro de 2021, e serviram de referência para o cálculo dos custos eficientes com a descarga, armazenamento, transporte e comercialização dos combustíveis, previstos consumir no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica, nos termos definidos pela ERSE, para o período de regulação a iniciar em 2022.

¹¹⁸ 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.

¹¹⁹ Baseado no documento «Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity», realizado pela DNV-GL.

Após as tarifas de 2022, em função dos comentários recebidos por parte do Conselho Tarifário e das empresas EDA e EEM, bem como, a alteração da conjuntura internacional, ao nível do negócio dos combustíveis, a ERSE solicitou à PwC a reavaliação de alguns aspectos do estudo, nomeadamente, os relacionados com os custos de transporte de fuelóleo para as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira. Este trabalho, apresentado pela PwC em maio de 2022, serviu para a revisão dos custos de transporte de fuelóleo, cuja proposta foi apresentada pela ERSE, através da Consulta de Interessados n.º 4/2022, ao Conselho Tarifário e às empresas EDA e EEM. Estas alterações encontram-se plasmadas na [Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro.](#)

Na sequência da avaliação efetuada pela ERSE aos comentários recebidos à referida consulta, foram revistos os parâmetros relacionados com o cálculo de transporte do fuelóleo, a margem de comercialização do gás natural adquirido pela EEM, e foram definidos os mercados de referência para a aquisição de fuelóleo pelas empresas EDA e EEM.

Posteriormente, face às dificuldades comunicadas pelas empresas na obtenção de propostas de fornecimento de combustíveis através da realização de concursos internacionais, a ERSE entendeu ser necessário rever, novamente, os parâmetros de aquisição de fuelóleo nas Regiões Autónomas (RA), tendo sido promovida a Consulta de Interessados n.º 2/2023. Na sequência desta consulta foram revistos os seguintes parâmetros: encargos logísticos correspondentes à entrega de fuelóleo nos depósitos da EEM e margem de comercialização para a aquisição de fuelóleo pela EDA e EEM. Passaram também a ser reconhecidos os custos de armazenamento da reserva estratégica da ENSE e incorporou-se, na fórmula de cálculo do custo do transporte do fuelóleo para as RA, um fator de correção que toma em consideração a “liquidez” da rota, isto é, a disponibilidade de navios e a procura por transporte para uma determinada rota, num determinado momento. Estas alterações foram publicadas na [Instrução n.º 3/2023, de 11 de agosto,](#) e aplicam-se ao período de regulação 2022-2025.

Os parâmetros definidos no âmbito do mecanismo de custos de referência para a aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, para o período de regulação 2026-2029, constam do documento “Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029”, que acompanha este documento.

Refira-se que, após o envio da proposta tarifária para 2026, a EDA evidenciou a sua preocupação relativamente à estimativa dos custos não aceites com a aquisição de fuelóleo em 2025, resultante da aplicação do mecanismo de cálculo dos custos eficientes em vigor. Estes custos só serão corrigidos nas tarifas de 2027, não impactando nos proveitos permitidos para 2026, uma vez que o procedimento de cálculo de ajustamentos provisórios da atividade de AGS só foi introduzido na atual versão do RT. Estes

desvios impactam fortemente na estimativa de resultados da EDA para fecho das contas de 2025. Para mitigar o impacte económico e financeiro do não reconhecimento dos custos com a aquisição de fuelóleo em 2025, nos proveitos de 2026 é reconhecida uma parte significativa da perda estimada para 2025.

Assim, os custos aceites com a aquisição de fuelóleo pela EDA para 2026 resultam do custo previsto para 2026 com a aquisição da *commodity*, acrescido de uma margem correspondente à diferença entre os custos estimados pela EDA para 2025 e os custos aceites com a aplicação do mecanismo (excluídas as componentes de custos da *commodity* e dos custos de armazenagem). Este procedimento permite antecipar nos proveitos permitidos de 2026, uma parte substancial das perdas estimadas pela EDA para 2025, correspondendo a cerca de 95% dessas perdas. A não aceitação integral das perdas decorre de se considerar que a situação não é totalmente incontrolável pela empresa.

O reconhecimento em definitivo de 95% das perdas será efetuado no ajustamento aos proveitos permitidos de 2025, em tarifas de 2027, mas condicionado à apresentação, por parte da EDA, de evidências de ter desenvolvido um conjunto de ações destinadas a permitir a participação de um maior número de agentes de mercado, nomeadamente nos concursos para fornecimento de fuelóleo.

O Quadro 5-68 apresenta o cálculo dos custos previstos aceitar com a aquisição de fuelóleo em 2026.

Quadro 5-68 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2026

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) EUR/t	Consumo previsto para o ano t (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) EUR	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) EUR	Custos eficientes previstos para o ano t (s/ custos transporte terrestre) EUR
	(1)		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)
São Miguel	539,94		51 207	1 511 163		29 160 265
Terceira	539,94		32 325	1 114 228		18 567 871
Pico		578,36	11 445	422 651	267 453	7 309 662
Faial		578,36	9 995	364 803	438 518	6 584 232
Total			104 973	3 412 844	705 971	61 622 031

O Quadro 5-69 apresenta o cálculo dos custos previstos aceitar com a aquisição de gasóleo, em 2026.

Quadro 5-69 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2026

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) EUR/kg/l	Consumo previsto para o ano t (kg/l)	Custos eficientes previstos para o ano t EUR
	(1)	(2)	(3)=(1)*(2)
Santa Maria	1,095	4 690 666	5 136 287
São Miguel	0,936	358 138	335 045
Terceira	0,936	472 764	442 280
Graciosa	1,095	1 660 200	1 817 921
São Jorge	1,095	6 122 615	6 704 273
Pico	0,936	328 831	307 627
Faial	0,936	248 398	232 381
Flores	1,095	1 689 791	1 850 324
Corvo	1,095	391 485	428 676
Total	1,081	15 962 887	17 254 815

Na sequência da publicação da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, o fuelóleo e o gasóleo consumidos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira passaram desde 2021 a pagar uma parte dos custos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%, em 2025.

Para 2026, os custos considerados para a aquisição de fuelóleo e gasóleo nas Regiões Autónomas incluem os custos previstos com o Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, que neste caso incide apenas sobre os combustíveis consumidos nas centrais não enquadradas pelo CELE.

Para o cálculo dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis a ERSE utilizou, também, os parâmetros e variáveis constantes do Quadro 5-70.

Quadro 5-70 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis

	2024 aceite	2026 previsto
Preço médio Fuel 0,5% Barge Fob (EUR/ton)	497,55	360,06
Preço médio Fuel 1% Barge Fob (EUR/ton)	453,43	360,89
Gasóleo Preço Europa (EUR/kl)	816,26	579,01
Biodiesel (EUR/kl)	904,81	641,82
taxa de câmbio (EUR/USD)	1,0819	1,1656
densidade ton = l	0,8453	

Relativamente aos custos com o armazenamento de combustíveis, a alteração introduzida no Regulamento Tarifário do SE, aprovado pelo Regulamento ERSE n.º 2/2025 (numeração interna), possibilita a aceitação dos custos de armazenamento de combustíveis, quando considerados eficientes, decorrentes de processos de seleção abertos, transparentes, concorenciais e não discriminatórios. A alteração não invalida a aceitação de custos nos termos dos períodos de regulação anteriores, ou seja, através do cálculo do CAPEX das instalações de armazenamento, com base nos custos padrão adotados pela ERSE. Esta alteração não invalida igualmente o reconhecimento dos custos com o armazenamento, se estes integrarem os concursos públicos de aquisição de combustíveis, tal como tem ocorrido até à data nos processos que integram as restantes componentes de custos de aquisição.

Refira-se que, com a publicação da [Instrução n.º 3/2023, de 11 de agosto](#), da ERSE, os custos com a reserva estratégica de fuelóleo passaram a ser aceites fora do âmbito do mecanismo de custos eficientes, desde que as empresas apresentem evidências de terem suportado o referido custo. Para o cálculo dos ajustamentos de 2024, a reconhecer em tarifas de 2026, a EDA não apresentou justificação pelo que não foram reconhecidos os custos da reserva estratégica de 2024.

CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA), estima-se que o valor aumente em 2025 face ao ocorrido em 2024, mas as previsões para 2026 apontam para uma redução face aos anos anteriores¹²⁰, como mostra o Quadro 5-71.

¹²⁰Redução do custo médio previsto de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica

Quadro 5-71 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

Unidade	2024 aceite	Tarifas 2025	2025 em 2025	Evolução anual %	Tarifas 2026	Evolução anual %		
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custo unitário SIA	EUR/MWh	120,4	123,5	123,4	2,5%	119,5	-3,3%	-3,2%

Grande parte da energia elétrica adquirida ao SIA tem origem em fontes de energia renováveis, sendo a sua evolução independente dos preços dos combustíveis, ao contrário dos custos com a energia elétrica produzida pelas centrais térmicas da EDA.

Registe-se que, apesar dos custos com a energia elétrica adquirida ao SIA serem custos totais, que incorporam os custos de investimentos, estes custos são inferiores aos custos variáveis das centrais termoelétricas da EDA. Assim, em 2024, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO₂) aceite no ajustamento situou-se nos 153,1 EUR/MWh (Quadro 5-66), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 120,4 EUR/MWh (Quadro 5-71). Para as tarifas de 2026, o custo variável unitário das centrais térmicas, 153,1 EUR/MWh (Quadro 5-66), continua a ser superior ao custo previsto da energia adquirida ao SIA que deverá rondar os 119,5 EUR/MWh (Quadro 5-71).

No que respeita ao preço de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica para 2024 no âmbito do PPA, de acordo com a informação real recebida, a ERSE considera como valor final para 2024, o valor de 351,75 €/MWh.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema tem por base um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência. Estes custos incluem custos com operação e manutenção de equipamentos, lubrificantes e amónia que são aceites pela ERSE na sua totalidade. No que diz respeito aos custos de manutenção com o sistema de baterias, os valores de 2023 e 2024 serão aceites em definitivo, tal como justificado no capítulo 5.8.1.2.

São ainda incluídos os custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais e os custos com a aquisição de licenças de CO₂. A estes custos são adicionados, pela primeira vez, os custos de transporte marítimo inter-ilhas de fuelóleo, uma vez que por decisão do Governo Regional dos Açores, estes custos

devem ser suportados pela EDA¹²¹. Apenas os custos de exploração da empresa e os custos com os combustíveis estão sujeitos a uma meta de eficiência.

O Quadro 5-72 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2025 e para tarifas 2026.

Quadro 5-72 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

		Unidade: 10 ³ EUR		Variação (%)
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	
a	Custos de exploração sujeitos a eficiência	14 631	18 487	26,4%
b	Custos com a operação e manutenção de equipamentos	14 101	13 736	-2,6%
c = 1 + 2	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE:	1 341	1 431	6,7%
1	Lubrificantes	1 294	1 391	7,5%
2	Amónia	48	41	-14,9%
d = 3 + 4	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO ₂ aceite pela ERSE:	23 366	30 381	30,0%
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	747	2 438	226,5%
4	Custos com o CO ₂	22 620	27 943	23,5%
e = a+b+c+d	Custos de exploração aceites	53 440	64 036	19,8%

Relativamente à inclusão dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂ desde 2014, registe-se que os montantes aceites para o cálculo dos proveitos permitidos têm implícitos as quantidades que a EDA prevê utilizar (336 723 ton) e o preço previsto para 2026 de 82,98 EUR/ton.

CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

A tarifa social tem o enquadramento legal descrito no ponto 5.5.1.1.5. Para 2026 foi estabelecido um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis, conforme Despacho n.º 12372/2025, de 21 de outubro.

Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pela EDA em 2026 e os ajustamentos dos montantes descontados em 2024 e 2025 face aos valores transferidos pelo operador da rede de transporte são apresentados mais adiante nos correspondentes quadros deste capítulo.

A informação relativa ao financiamento dos custos com a tarifa social é apresentada no Anexo I.

¹²¹ Até a esta data estes custos eram suportados pela RAA através do Fundo Regional de Apoio à Coesão e ao Desenvolvimento Económico (FRACDE).

5.8.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 3 do artigo 129.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento em 2026 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2024, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA (linha B) e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 129.º aos valores verificados em 2024 (linha A), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional (linha 12). Este desvio é atualizado para 2026 de acordo com as taxas indicadas no Quadro 3-6.

O Quadro 5-73 permite comparar os valores verificados em 2024 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2024 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2026.

Quadro 5-73 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas de 2024 (dez 2023)	Tarifas de 2024 (maio 2024)	Aceite em 2024	Varição (%)
		(1)	(1)'	(2)	(3) = [(2) - (((1)/12*5)*(1)')/12*7)]/(1)/12*5]
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	37 418	37 418	35 316	-5,6%
2	Custo com capital afeto à atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema ($a' + b' \times c' + d'$)	21 745	21 745	18 264	-16,0%
a'	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	15 363	15 363	13 096	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	164 721	164 721	142 822	
c'	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,27%	0	5,23%	
d'	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 303	-2 303	-2 303	
3	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE ($e' + f' + h' + i' + j' + k' + l'$)	108 548	113 184	114 369	2,8%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	14 288	14 288	14 381	
f'	Taxa de inflação (IPIB t-1 [Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1]) (%)	6,80%	6,80%	6,80%	
g'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50%	1,50%	1,50%	
h'	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	11 764	11 764	13 299	
i'	Custos com o fuel aceites pela ERSE	57 894	62 381	63 082	
j'	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	627	627	781	
k'	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	22 332	22 481	21 483	
l'	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	1 644	1 644	1 342	
4	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	55	55	24	-57,1%
5	Custos com o CO ₂ aceites pela ERSE	25 825	20 643	22 413	-1,7%
6	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	675	
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-32 686	-32 686	-32 686	
8	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 - 7 - 8	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	226 276	225 731	223 747	-1,0%
9	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA			109 543	
10	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS			119 684	
11	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA			0	
B	Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema			229 227	
12	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA			1 635	
C	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2, antes de acerto do CAPEX, sem juros			7 116	
13	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2			3,274%	
14	Spread no ano t-2, em pontos percentuais.			0,450%	
15	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/09			2,218%	
16	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.			0,450%	
D	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2, antes de acerto do CAPEX			7 578	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1			-2 690	
E	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2 com acerto provisório de CAPEX			4 816	

Nota: Face à publicação de tarifas extraordinárias em 2024, o valor da compensação relativa ao sobrecusto da AGS corresponde à proporção dos valores publicados para 2024 nas tarifas de dezembro de 2023 e nas tarifas de maio de 2024, conforme apresentado na linha A do Quadro 5-96

O montante do ajustamento a devolver pela empresa resulta, em grande parte, da redução dos custos com a aquisição de energia e dos custos com CAPEX. As análises explicativas dos ajustamentos são desenvolvidas nos pontos que se seguem.

CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AO SISTEMA INDEPENDENTE DOS AÇORES

Os custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Independente dos Açores (SIA) foram em 2024 inferiores aos previstos em tarifas, o que é explicado pela redução das quantidades (Quadro 5-74).

Quadro 5-74 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (€/MWh)			Custo Total aceite (10³ EUR)		
	2024	T2024	Varição %	2024	T2024	Variação %	2024	T2024	Variação %
Hídrica	32 534	31 257	4,1%	112,40	111,70	0,6%	3 657	3 491	4,7%
Geotermia	177 558	182 751	-2,8%	112,40	111,70	0,6%	19 957	20 413	-2,2%
Eólica	66 020	84 285	-21,7%	139,93	134,09	4,4%	9 238	11 302	-18,3%
Térmica				0,00	0,00		0	0	
Biogás	1 391	687	102,3%	119,46	120,45	-0,8%	166	83	100,6%
RSU	13 464	12 295	9,5%	123,50	122,60	0,7%	1 663	1 507	10,3%
Fotovoltaica	2 133	3 732	-42,8%	231,25	142,45	62,3%	493	532	-7,2%
Éolica Microgeração				0,00	0,00		0	0	
Fotovoltaica Microgeração	228	592	-61,6%	620,47	150,96		141	89	58,0%
Total	293 327	315 600	-7,1%	120,40	118,56	1,5%	35 316	37 418	-5,6%

CUSTO COM OS COMBUSTÍVEIS

O Quadro 5-75 apresenta a diferença entre os custos com a aquisição de combustíveis previstos e verificados, por tipo de combustível. Estes custos têm um peso significativo nos custos totais de produção de energia elétrica da EDA.

Quadro 5-75 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados

	Tarifas 2024 (dez2023*5/12)+(mai2024*7/12)	2024 EDA real	2024 ERSE real	2024 EDA real / Tarifas 2024	2024 ERSE real / Tarifas 2024	2024 ERSE real / 2024 EDA real	
							Unid: 10³ EUR
							%
Fuelóleo	60 511	62 731	63 082	3,7%	4,2%	0,6%	
Gasóleo	22 419	22 149	21 483	-1,2%	-4,2%	-3,0%	
Lubrificantes	1 644	1 342	1 342	-18,3%	-18,3%	0,0%	
Amónia	55	24	24	-57,1%	-57,1%	0,0%	
Total	84 630	86 246	85 932	1,9%	1,5%	-0,4%	

Observa-se que, em 2024, os custos com os combustíveis e lubrificantes, aceites pela ERSE, foram superiores aos previstos nas Tarifas 2024, mas ligeiramente inferiores aos valores reais da EDA, devido aos custos com o gasóleo. O cálculo do ajustamento de 2024 foi efetuado tendo em conta a metodologia de

custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), desenvolvida no ponto 5.8.1.1 no subponto “Custos com fuelóleo e gasóleo”. Este tema é apresentado no ponto seguinte.

CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NA RAA

O Quadro 5-76 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e a comparação desses custos com os custos reais.

Quadro 5-76 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo no ano t-2 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes no ano t-2 (s/ custos transporte terrestre) €	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Diferencial de custo €
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)	(6)	(7)=(5)-(6)	
São Miguel	540,52		55 241	1 384 363		31 243 552	30 892 703	350 849
Terceira	540,52		31 754	991 839		18 155 706	18 479 989	-324 283
Pico		617,18	10 094	316 531	234 684	6 780 994	6 753 154	27 840
Faial		617,18	10 040	311 180	394 103	6 901 971	6 604 958	297 013
Total			107 130	3 003 914	628 787	63 082 224	62 730 804	351 419

O custo do fuelóleo aceite para efeito de ajustamento inclui ainda o custo do transporte do fuelóleo entre ilhas. Este custo foi definido com base na metodologia de custos de referência, sendo superior ao reportado pela empresa.

O custo de transporte dentro das ilhas é apresentado no Quadro 5-77.

Quadro 5-77 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2024		
	Quantidades ton	Custo unitário €/ton	Total 10^3 EUR
Central Termoeléctrica SMG	55 241	7,66	423
Central Termoeléctrica TER	31 754	4,99	159
Central Termoeléctrica PIC	10 094	9,91	100
Central Termoeléctrica FAI	10 040	9,91	99
Total	107 130	7,29	781

O Quadro 5-78 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao gasóleo, comparando-os com os custos reais.

Quadro 5-78 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais

	Custo Unitário (materia prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo no ano t-2 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes no ano t-2	Custo real (s/custo transporte terrestre) €	Diferencial de custo €
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)	(5)	(6)=(4)-(5)
Santa Maria	1,171	5 710 325	0	6 686 794	6 859 384	-172 590
São Miguel	1,051	523 004	0	549 880	557 524	-7 644
Terceira	1,051	304 593	0	320 245	337 116	-16 871
Graciosa	1,171	1 644 054	0	1 925 188	1 983 567	-58 379
São Jorge	1,171	7 431 331	0	8 702 093	8 980 624	-278 531
Pico	1,051	311 296	0	327 293	342 070	-14 777
Faial	1,051	242 104	0	254 545	265 492	-10 947
Flores	1,171	1 816 639	0	2 127 285	2 201 331	-74 046
Corvo	1,171	503 817	0	589 970	622 360	-32 390
Total		18 487 163	0	21 483 294	22 149 468	-666 174

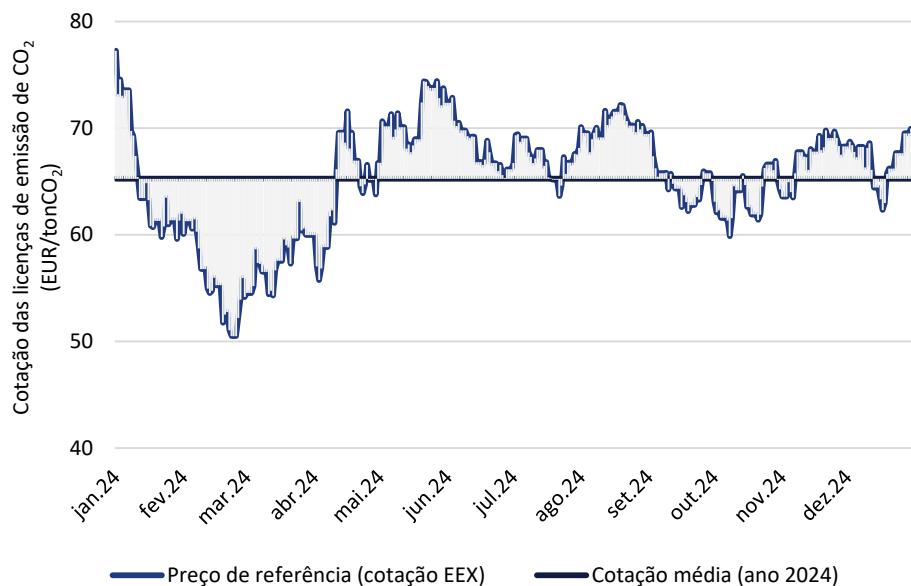
LICENÇAS DE CO₂

A ERSE estabeleceu na sua Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro, as atuais regras do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, o qual se aplica às centrais geridas pela EDA (Eletricidade dos Açores) e EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira), respetivamente na RAA (Região Autónoma dos Açores) e na RAM (Região Autónoma da Madeira).

O desenho do mencionado incentivo procurou estimular a adesão das condições de gestão das licenças de emissão de CO₂ na RAA e na RAM às condições médias de funcionamento do mercado internacional de licenças de emissão de CO₂, numa partilha simétrica de riscos entre as empresas e os consumidores de eletricidade. De seguida apresentam-se os resultados da aplicação do mecanismo aprovado pela Diretiva n.º 5/2023 ao exercício de 2024.

Relativamente ao mercado internacional de licenças de emissão de CO₂, o valor médio das licenças de emissão, em 2024 foi de 65,26 EUR/tonCO₂, obtido a partir das cotações em mercado secundário gerido pela European Energy Exchange (EEX).

Figura 5-21 – Cotação das licenças de emissão de CO₂ em mercado secundário (EEX), 2024



Em 2024, as emissões verificadas para o conjunto das centrais termoelétricas geridas pela EDA (Caldeirão, Belo Jardim, Santa Bárbara e Pico) ascenderam a 343 234 toneladas de CO₂. No conjunto do ano, a empresa adquiriu cerca de 323 481 toneladas de licenças de emissão de CO₂, que permitiram um grau de cobertura das suas emissões em 2024 de 94%. O custo global das licenças adquiridas, em 2024, orçou-se em cerca de 21,113 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 65,27 EUR/ton_{CO2}.

Figura 5-22 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAA, 2024

O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EDA, em 2024, é superior em 0,01 EUR/ton_{CO2} à cotação média verificada em mercado secundário, pelo que o diferencial global de aquisição foi cerca de 3,2 milhares de euros superior ao custo de referência estimado para o global do ano.

A EDA reportou custos fixos de transação no montante de 24,5 milhares de euros, valor acima do máximo de 17,5 milhares de euros previsto no incentivo.

Em termos globais, o custo de aquisição reconhecido, nos termos do mecanismo é, para 2024, de 22 399 milhões de euros (343 234 toneladas valorizadas a 65,26 EUR/ton_{CO2}), a que acrescem 1 716 euros relativos aos custos variáveis de transação aceites no âmbito do mecanismo de otimização.

O valor global de custos reconhecidos à EDA a respeito da transação de licenças de CO₂, para o ano de 2024, no âmbito do mecanismo, estabelecido com a Diretiva n.º 5/2023 da ERSE, é de 22 418 667 euros, no qual se incluem os custos de transação, em mercado no valor de 17 500 euros aceites no âmbito do mecanismo.

AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NACIONAL

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores, calculado de acordo com o artigo 171.º, do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, resulta da diferença entre os proveitos obtidos

pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a clientes da RAA e os proveitos obtidos por aplicação aos clientes finais da RAA das tarifas do continente adicionados do custo com a convergência tarifária da RAA¹²².

Quadro 5-79 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

		Unidade: 10 ³ EUR
		Ajuste em 2024
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	139 164
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	109 543
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	23 965
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	4 021
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	0
6=1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	1 635

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-80 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS, onde se observa um desvio acentuado entre o investimento previsto e o efetivamente realizado.

¹²² Custos não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Quadro 5-80 - Movimentos no ativo líquido a remunerar¹²³

Unidade: 10³ EUR

	2024	Tarifas 2024	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	478 611	461 396	
Investimento Directo	763	32 155	
Transferência p/ exploração	945	57 493	
Reclassificações, alienações e abates	-5 105	-31 438	
Saldo Final (2)	475 214	519 606	-8,5%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	296 864	295 355	
Amortizações do Exercício	15 480	16 799	
Regularizações e abates	-3 898	-53	
Saldo Final (4)	308 446	312 102	-1,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	30 708	11 541	
Comparticipações do ano	3 838	22 457	
Amortizações do ano	2 384	1 436	
Saldo Final (6)	32 162	32 562	-1,2%
Ativo Líquido a remunerar			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	151 039	154 500	-2,2%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	134 606	174 942	-23,1%
Ativo Líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	142 822	164 721	-13,3%

No que diz respeito aos custos de investimento em baterias, do ponto de vista tarifário e de aceitação de custos, na proposta tarifária para 2025, a ERSE chamou a atenção para a necessidade da EDA garantir que os custos decorrentes do investimento deste equipamento decorrem ou de uma necessidade técnica de um serviço que não poderia ser prestado de outro modo, ou, porque a solução de recurso à bateria é mais eficiente do ponto de vista de custo, do que o recurso a alternativas a partir de centros eletroprodutores que consomem combustíveis fósseis. Nesse sentido, a ERSE aceitou, provisoriamente, os montantes de transferências para exploração daquela natureza ocorridos no ano 2023, mas condicionou a sua aceitação

¹²³ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

em definitivo à apresentação pela EDA de informação que demonstre ser esta uma solução de investimento mais eficiente para o sistema.

Nesse sentido, na sequência desta posição da ERSE, nos seus comentários à proposta tarifária para 2025, a EDA disponibilizou um estudo em que realiza uma análise benefício-custo entre os custos esperados com o sistema de baterias e os custos que o sistema teria sem o recurso a esta solução. Em particular, nesse estudo a empresa refere que, com o recurso ao sistema de baterias, é possível uma integração de um volume cada vez maior de produção a partir de energias renováveis, e consequentemente uma redução de custos associados à produção térmica convencional, designadamente custos evitados de capital e custos evitados variáveis de emissão com combustíveis, lubrificantes, produtos químicos e CO₂. Para além destes custos, a empresa refere ainda outros, não monetizáveis, associados à segurança de abastecimento no funcionamento da Central Térmica do Belo Jardim.

Face às conclusões e resultados apresentados, que demonstram a mais valia do recurso às baterias, para o sistema de baterias instalado na ilha Terceira, a ERSE decide aceitar definitivamente os custos de manutenção ocorridos em 2023 e os custos de investimento associados ao sistema de baterias. Do mesmo modo, e atendendo aos benefícios para o sistema demonstrados pelo referido estudo, a ERSE decide aceitar também os custos ocorridos em 2024, líquidos de comparticipações.

Sem prejuízo desta decisão, a ERSE propõe-se realizar um exercício de acompanhamento e de verificação dos pressupostos do estudo em causa, designadamente sobre os custos efetivamente incorridos pela EDA comparativamente com aqueles agora apresentados no referido estudo, pretendendo que este exercício seja aplicado não só para a ilha Terceira, mas igualmente para a ilha de São Miguel.

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 6 do artigo 131.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento definitivo aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2024 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2024, de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-81 - Ajustamento da tarifa social

		Unidade: 10 ³ EUR
A	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Dez 2023)	3 243
A'	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Mai 2024)	3 240
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	3 199
C = (A*5/12 + A' *7/12) - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	42
D	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1, por aplicação da tarifa social	18
E = D x (1 + it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t	18
i _{t-2}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -2 + spread</i>	3,724%
i _{t-1}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread</i>	2,668%
D = C x (1 + it-2) x (1 + it-1) - E	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, por aplicação da tarifa social	27

5.8.1.2.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS
CAPEX

De acordo com o artigo 129.º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, os proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2025, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e com a aplicação da taxa de remuneração final para 2025. O valor total resulta num montante a pagar pela empresa em resultado, principalmente, da diminuição estimada do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2026 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-82.

Quadro 5-82 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2025	Estimativa 2025	Tarifas 2026
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	14 284	12 928	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	166 404	141 420	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,23%	5,21%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de AGS	22 988	20 297	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1	2 691		
i _{t-1D}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread</i>	2,668%		
C = (1 + i _{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1	2 763		

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 131.º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento provisório é dado pela diferença entre os montantes estimados a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2025 e o desconto estimado conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2025, de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-83 - Ajustamento provisório da tarifa social

		Unidade: 10 ³ EUR
		2025
A	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	3 387
B	Desconto relativo à tarifa social estimado conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	3 299
C = (A + A') / 2 - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	88
i _{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread	2,668%
D = (1 + i _{t-1}) x C	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	91

5.8.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica no período de regulação 2026-2029 continua a ser regulada através de uma metodologia do tipo *price cap*, sujeita à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto no CAPEX, continua a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual. Tal como apresentado no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029», para este novo período de regulação foram revistas as bases de custo, bem como as metas de eficiência tendo em conta a evolução da atividade e o desempenho da empresa.

Com o Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, foi criado o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro determinou que essa integração deve abranger todos os clientes até final de 2024. Assim, a ERSE revogou o regulamento anterior e publicou o Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho¹²⁴, que substituiu o ISI pelo incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).

¹²⁴ https://www.erne.pt/media/0fvpv2by/rsri_reg817_2023.pdf.

5.8.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 5-84 são apresentados os valores considerados para o cálculo dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição da RAA na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, de acordo com a expressão constante no n.º 1 do artigo 135º do RT em vigor.

Quadro 5-84 - Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas de 2025	Tarifas de 2026	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
A	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica (a + b x c + d)	25 362	33 073	30,4%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	14 816	16 358	
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	236 000	251 058	
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,53%	6,70%	
d	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	2 507	106	
B	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	15 099	17 788	17,8%
C	Rendas de concessão dos municípios em BT	5 803	5 950	2,5%
D	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
E	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	790	271	-65,6%
F	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
1 = A + B + C - E - F	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 475	56 540	24,3%
i	Energia Distribuída (MWh)	799 714	844 216	5,6%
2=(1+E+F)/i	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	57,85	67,29	16,3%
A'	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a' + b' x c' +d')	14 637	19 701	34,6%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 698	8 799	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	153 900	163 472	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,53%	6,70%	
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	1 573	50	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' * g' + h' * i')	5 692	8 133	42,9%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 712	4 066	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00511	0,00665	
g'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	296 769	305 828	
h'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,78788	2,13106	
i'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	819	954	
j'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	3,80%	3,53%	
k'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	2 383	517	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3= A'+B + C' - D' - E'	Proveitos Permitidos em MT	17 946	27 318	52,2%
A''	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a'' + b'' x c'' +d'')	10 725	13 372	24,7%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 118	7 559	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	82 100	87 586	
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,53%	6,70%	
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	934	56	
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e'' + f'' * g'' + h'' * i'')	9 407	9 655	2,6%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 528	4 829	
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00500	0,00448	
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	502 945	538 388	
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01797	0,01792	
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	131 476	134 718	
k''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	3,80%	3,53%	
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C''	Rendas de concessão dos municípios em BT	5 803	5 950	2,5%
D''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
E''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-1 594	-245	
F''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
4 = A''+B'' + C'' + D'' - E'' - F''	Proveitos Permitidos em BT	27 530	29 222	6,1%

A variação prevista nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica resulta principalmente do aumento da componente do CAPEX, quer por via da variação da taxa de remuneração dos ativos, como pelo aumento do valor do ativo líquido a remunerar. Os custos de exploração aceites pela ERSE contribuem igualmente para esse aumento devido à revisão em alta da base de custos para o novo período de regulação.

Finalmente e relativamente ao incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS), a EDA não reportou qualquer instalação ao abrigo desse incentivo, pelo que o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2026 é nulo.

5.8.2.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 132.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento em 2026 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2024, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2024 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 132.º aos valores realmente verificados em 2024.

No Quadro 5-85 apresenta-se o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2024, por nível de tensão.

Quadro 5-85 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Tarifas de 2024		Variação
		10^3 EUR	10^3 EUR	
A'	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT ($a' + b' \times c' + d'$)	15 503	14 085	-9,1%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 661	6 908	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	148 629	137 719	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%	
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-440	-440	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE ($e' + f' \times g' + h' \times i'$)	5 577	5 712	2,4%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 675	2 693	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00504	0,00507	
g'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	288 242	289 991	
h'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1.76321	1.77483	
i'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	823	873	
j'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	6,80%	
k'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	1 056	1 056	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3= A'+B + C'- D' - E'	Proveitos Permitidos em MT	20 025	18 742	-6,4%
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em MT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA		3 302	
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT		17 442	
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em MT			
7=4+5+6	Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	20 744		
7'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros	2 002		
8= 7' * (1+tx_{t-2})*(1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX	2 132		
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT		-1 573	
10=8+9'*(1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX	517		

Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (cont.)

		Tarifas de 2024		Variação
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	
A''	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT ($a'' + b'' \times c'' + d''$)	11 592	10 650	-8,1%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 439	6 723	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	80 477	76 982	
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%	
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-331	-331	
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE ($e'' + f'' \times g'' + h'' \times i''$)	9 191	9 407	2,3%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 465	4 495	
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00493	0,00497	
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	487 941	517 138	
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01773	0,01784	
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	130 768	131 328	
k''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	7,49%	
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C''	Rendas de concessão dos municípios em BT	5 631	5 637	0,1%
D''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
E''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-135	-135	
F''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
11 = A''+B'' + C'' + D'' - E'' - F''	Proveitos Permitidos em BT	26 549	25 828	-2,7%
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA		20 663	
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT		5 835	
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em BT			
15 =12+13+14	Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT		26 498	
15'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros		670	
16= 15' * (1+tx_{t-2}) * (1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX		713	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT		-934	
18=16+17*(1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX		-245	
19=10+18	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2		271	

A redução verificada nos proveitos permitidos de 2024, face ao valor previsto em tarifas de 2024, deve-se essencialmente à variação do CAPEX, por via da redução do ativo a remunerar.

ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2024, o desvio da procura de eletricidade na RAA foi de +4% relativamente ao valor previsto em tarifas de 2024, para o que contribui o aumento verificado nas quantidades entregues em BT, como se pode observar no Quadro 5-86.

Quadro 5-86 - Energia entregue pelas redes da distribuição

	2024	Tarifas 2024	Diferença (Real 2024 - Tarifas 2024)	Unidade: MWh
Redes de MT	289 991	288 242	1 749	0,6%
Redes de BT	517 138	487 941	29 197	6,0%
Total	807 128	776 182	30 946	4,0%

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-87 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 5-87 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	2024	Tarifas 2024	Desvio	Unidade: 10^3 EUR
	(1)	(2)	$[(1) - (2)] / (2)$	
Ativo Fixo Bruto				
Saldo Inicial (1)	526 060	537 585		
Investimento Directo	1 786	1 374		
Transferência p/ exploração	23 768	33 386		
Reclassificações, alienações e abates	2 654	168		
Saldo Final (2)	554 268	572 514	-3,2%	
Amortização Acumulada				
Saldo Inicial (3)	282 562	283 552		
Amortizações do Exercício	16 057	17 544		
Regularizações e abates	2 277	89		
Saldo Final (4)	300 896	301 185	-0,1%	
Comparticipações				
Saldo inicial bruto	42 234	41 918		
Amortizações acumuladas iniciais	7 844	7 840		
Saldo inicial líquido (5)	34 391	34 077		
Comparticipações do ano	1 113	1 440		
Amortizações do ano	2 426	2 443		
Saldo Final (6)	33 077	33 075	0,0%	
Ativo líquido a remunerar				
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	209 108	219 956	-4,9%	
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	220 295	238 254	-7,5%	
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	214 701	229 105	-6,3%	

Em cumprimento do Artigo 25.º do RARI, a EDA enviou à ERSE a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento das Redes de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica em Alta e Média Tensão da RAA (PDIRTD-RAA 2021) para o período 2022-2024, tendo o mesmo sido, pela primeira vez, submetido a consulta pública. Com base nos contributos recebidos em sede de consulta pública, a ERSE elaborou o seu Parecer à proposta de PDIRTD-RAA 2021, onde incluiu um conjunto de recomendações, nomeadamente, no que diz respeito: 1) ao período de abrangência do plano (recomendando a compatibilização do mesmo com o atual período regulatório 2022-2025); e 2) ao nível de detalhe de informação sobre os projetos propostos.

Em janeiro de 2025, a EDA enviou à ERSE a proposta de PDIRTD-RAA 2021 atualizada, incluindo, entre outros aspetos, o ano de 2025 no período de abrangência do plano.

A proposta de PDIRTD-RAA 2021 atualizada previa para o ano de 2024 a realização de um montante de investimento de aproximadamente 8,4 milhões de euros, a custos totais.

Com base na informação submetida à ERSE pela EDA, ao abrigo do atual Artigo 197.º do Regulamento Tarifário, nomeadamente na Norma n.º 6 das contas reguladas da empresa contendo dados reais de 2024, conclui-se que, em 2024, entraram em exploração projetos de investimento nas redes de transporte e distribuição em AT e MT da RAA, num total de aproximadamente 18 milhões de euros, a custos totais, dos quais 14,96 milhões de euros de investimentos estão inscritos em sede de proposta de PDIRTD-RAA, ainda não aprovada, a que acresce, 3,08 milhões de euros relativos a projetos objeto de pedidos complementares fora do âmbito do PDIRTD-RAA. Realça-se, ainda, que o total de investimento entrado em exploração no período 2022 a 2024, relativo a projetos inscritos na proposta de PDIRTD-RAA 2021, é inferior ao montante inscrito na proposta para esse mesmo período.

À data da elaboração da proposta de tarifas para 2026, não havia ainda uma versão aprovada do PDIRTD-RAA, situação que se alterou a 4 de novembro de 2025, com o envio para a ERSE do Despacho de Aprovação do PDIRTD-RAA 2021, referente ao período 2022-2025, pela Secretaria Regional. A ERSE aceita, por isso, a título definitivo, o montante total entrado em exploração em 2024.

5.8.2.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

De acordo com o artigo 132.º do RT aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2025, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2025. O valor total a devolver pela empresa decorre do decréscimo estimado no valor médio do ativo a remunerar, bem como da redução da taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2026 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-88.

Quadro 5-88 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT			Unidade: 10 ³ EUR		
			Tarifas 2025	Estimativa 2025	Tarifas 2026
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		7 698	7 857	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações		153 900	150 699	
3	Taxa de remuneração do activo fixo		5,53%	5,51%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE MT		16 210	16 162	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1				49
i _{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread				2,668%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1				50
Ajustamento DEE BT			Unidade: 10 ³ EUR		
			Tarifas 2025	Estimativa 2025	Tarifas 2026
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		7 118	7 147	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações		82 100	80 887	
3	Taxa de remuneração do activo fixo		5,53%	5,51%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE BT		11 659	11 605	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1				54
i _{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread				2,668%
C = (1 + i _{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1				56

5.8.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação 2026-2029 não ocorreram alterações da metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, mantendo-se a metodologia do tipo *price cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX e no CAPEX, a aplicação de um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual. A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029».

5.8.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAA na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 136º do Regulamento Tarifário em vigor. No Quadro 5-89 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 5-89 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas de 2021	Tarifas de 2022	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
A	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica (a + b x c + d)		321	1 590
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		482	923
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações		5 179	7 435
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)		5,53%	6,70%
d	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1		447	-169
B	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos		7 295	7 389
C	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência		-14	-11
D	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2		46	-240
E	Ajustamento extraordinário de anos anteriores		0	0
1 = A + B + C - D - E	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica		7 557	9 207
i	Energia Distribuída (MWh)		799 714	844 216
2=(1+D+E)/i	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)		9,51	10,62
A'	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em MT (a' + b' x c' +d')		9	525
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		28	252
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações		325	1 412
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)		5,53%	6,70%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1		37	-179
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE		714	462
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT		347	231
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)		0,44855	0,24168
g'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)		819	954
h'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)		3,80%	3,53%
i'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)		3,00%	3,00%
C'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência		0	0
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2		24	7
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT		0	0
3 = A' + B' + C' - D' - E'	Proveitos Permitidos em MT		698	980
A''	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em BT (a'' + b'' x c'' +d'')		313	1 064
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		454	671
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações		4 854	6 023
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)		5,53%	6,70%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1		410	10
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE		6 581	6 928
e''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT		3 252	3 464
f''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)		0,02532	0,02571
g''	Indutor de custos (nº médio de clientes)		131 476	134 718
h''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)		3,80%	3,53%
i''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)		3,00%	3,00%
C''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência		-14	-11
D''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2		21	-246
E''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT		0	0
4 = A'' + B'' + C'' - D'' - E''	Proveitos Permitidos em BT		6 858	8 227
				19,9%

Os proveitos permitidos definidos pela ERSE para as tarifas de 2026 aumentam face ao valor de tarifas de 2025, devido ao aumento significativo do ativo líquido a remunerar, que até supera o efeito do aumento da taxa de remuneração.

5.8.3.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 133.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2024 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 133.º aos valores realmente verificados em 2024.

O Quadro 5-90 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2024, apurado por nível de tensão.

Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		Tarifas de 2024	Aceite em 2024	Variação	
				10 ³ EUR	10 ³ EUR
A'	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em MT (a' + b' x c' +d')	9	122		1260,6%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	47	152		
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	353	492		
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-57	-57		
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	709	736		3,8%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	343	346		
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,44455	0,44750		
g'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	823	873		
h'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0	0		
i'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%		
C'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0		
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	41	41		
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0		
3 = A' + B' + C' - D' - E'	Proveitos Permitidos em MT	677	817	20,7%	
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Comercialização às entregas em MT a clientes da concessionária do transporte e Comercialização da RAA			130	
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT			729	
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de CEE, em MT				
7=4+5+6	Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT			859	
7'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros			42	
8 = 7' * (1+tx_{t-2}) * (1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX			45	
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1 em MT			-37	
10 = 8 + 9' * (1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX			7	
A''	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em BT (a'' + b'' x c'' +d'')	463	158		-66,0%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	662	444		
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	4 699	3 149		
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-461	-461		
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 505	6 562		0,9%
e''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 223	3 245		
f''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02510	0,02526		
g''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	130 768	131 328		
h''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	6,80%		
i''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%		
C''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-9	-9		
D''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	147	147		
E''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0		
11 = A'' + B'' + C'' - D'' - E''	Proveitos Permitidos em BT	6 812	6 563	-3,6%	
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Comercialização às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e Comercialização da RAA			3 891	
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT			2 835	
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de CEE, em BT				
15 =12+13+14	Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT			6 727	
15'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros			164	
16= 15' * (1+tx_{t-2})*(1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX			174	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT			-410	
18=16+17*(1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX			-246	
19=10+18	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a t-2			-240	

NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 5-91 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em tarifas de 2024 e o número ocorrido nesse ano.

Quadro 5-91 - Número médio de clientes

	Real 2024	Tarifas 2024	Diferença (Real 2024 - Tarifas 2024)	
Clientes MT	873	823	50	6,1%
Clientes BT	131 328	130 768	560	0,4%
Total	132 201	131 591	610	0,5%

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-92 mostra os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de CEE.

Quadro 5-92 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10^3 EUR

	Real 2024	Tarifas 2024	Desvio
	(1)	(2)	$[(1) - (2)] / (2)$
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	8 610	9 799	
Investimento Directo	76	108	
Transferência p/ exploração	468	2 672	
Reclassificações, alienações e abates	2 111	-69	
Saldo Final (2)	11 266	12 511	-10,0%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	5 437	5 767	
Amortizações do Exercício	596	709	
Regularizações e abates	1 124	-37	
Saldo Final (4)	7 158	6 439	11,2%
Comparticipações			
Saldo inicial bruto	0	0	
Amortizações acumuladas iniciais	0	0	
Saldo inicial líquido (5)	0	0	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	0	0	
Saldo Final (6)	0	0	
Ativo Líquido a remunerar			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	3 173	4 033	-21,3%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	4 108	6 072	-32,3%
Ativo Líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	3 640	5 052	-27,9%

5.8.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

De acordo com o artigo 133.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro os proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2025, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2025. O valor total a devolver pela empresa decorre, principalmente, do decréscimo estimado

no valor do ativo médio. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2026 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-93 por nível de tensão.

Quadro 5-93 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT			Unidade: 10 ³ EUR		
			Tarifas 2025	Estimativa 2025	Tarifas 2026
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		28	162	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações		325	1 062	
3	Taxa de remuneração do activo fixo		5,53%	5,51%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de CEE MT		46	220	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1				-174
i _{t-1D}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread</i>				2,668%
C = (1 + i _{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1				-179
Ajustamento CEE BT			Unidade: 10 ³ EUR		
			Tarifas 2025	Estimativa 2025	Tarifas 2026
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		454	468	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações		4 854	4 436	
3	Taxa de remuneração do activo fixo		5,53%	5,51%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de CEE BT		722	712	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1				10
i _{t-1D}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread</i>				2,668%
C = (1 + i _{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1				10

5.8.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA

No Quadro 5-94 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2026 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 5-94 - Proveitos permitidos à EDA para 2026

	Tarifas de 2025	Tarifas de 2026	Variação (%)	Unidade: 10 ³ EUR
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	190 381	203 249	6,8%	
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 475	56 540	24,3%	
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 557	9 207	21,8%	
Proveitos permitidos da EDA	243 413	268 996	10,5%	

Tendo em conta que o efeito dos ajustamentos pode ter um impacte significativo nos proveitos permitidos, principalmente ao nível da atividade de AGS, apresenta-se de seguida o montante dos proveitos permitidos da EDA para 2026, excluindo os ajustamentos.

Quadro 5-95 - Proveitos permitidos à EDA, para 2026, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1

	Tarifas de 2025	Tarifas de 2026	Variação (%)	Unidade: euros
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	194 411	205 302	5,6%	
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	48 772	56 706	16,3%	
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	8 049	9 136	13,5%	
Proveitos permitidos da EDA	251 232	271 144	7,9%	

5.8.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 5-96 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA, relativo ao ano de 2024.

Quadro 5-96 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2024

		2024	Tarifas 2024 (mai 2024)	Tarifas 2024 (dez 2023)
		10^3 EUR	10^3 EUR	10^3 EUR
A=1-2	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA			
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	114 204	120 768	118 167
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	223 747	225 731	226 276
B=3-4	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Elétrica na RAA			
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, corrigido do desvio de quantidades	20 605	23 276	23 276
4	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	44 569	46 557	46 557
C=5-6	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Elétrica na RAA			
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Elétrica	3 359	3 565	3 565
6	Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	7 380	7 487	7 487
D=A+B+C	Total do Sobrecusto	138 168	147 609	145 009

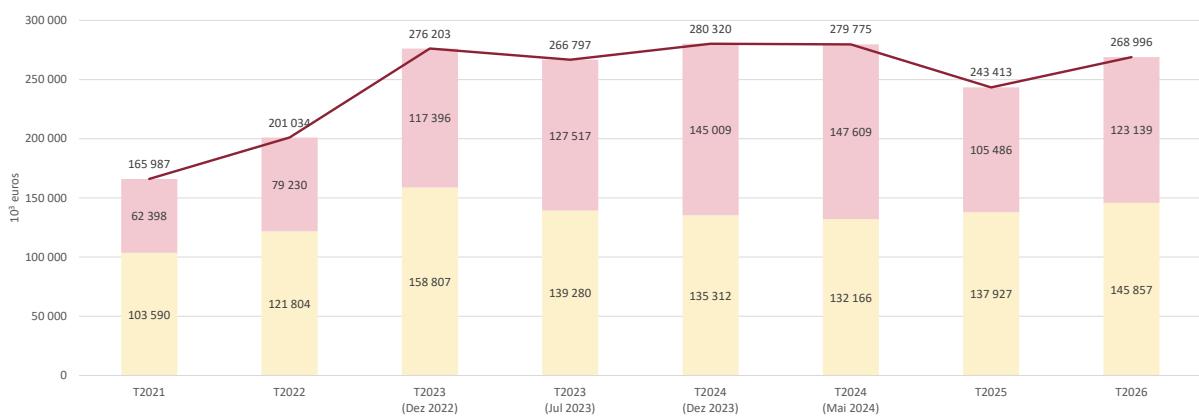
No Quadro 5-97 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA para o ano de 2026.

Quadro 5-97 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2026

A=1-2	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	Tarifas 2025	Tarifas 2026
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	190 381	203 249
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede elétrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	108 028	111 755
B=3-4	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	21 188	29 114
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	45 475	56 540
4	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	24 287	27 426
C=5-6	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	1 945	2 531
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 557	9 207
6	Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede elétrica na RAA	5 612	6 676
D=A+B+C	Custo da Convergência Tarifária	105 486	123 139

A Figura 5-23 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA previstos em tarifas de 2021 a 2026.

Figura 5-23 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2021 a 2026



■ Valor a recuperar pela aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ■ Custos com a convergência tarifária a incorporar na UGS ■ Custos com a convergência tarifária a incorporar nas TVCF do SPA

5.9 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

A EEM desenvolve atividades reguladas relacionadas com a produção, a distribuição e a comercialização de energia elétrica, adquirindo, ainda, energia elétrica a outros produtores independentes ligados ao Sistema Elétrico Público da RAM.

De seguida, descrevem-se e justificam-se as decisões tomadas pela ERSE respeitante às atividades reguladas da EEM, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2026.

5.9.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Em 2026, com o início do novo período de regulação do setor elétrico, foram estabelecidos novos parâmetros para a atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS), embora se tenha mantido a metodologia de regulação aplicada no período de regulação 2022-2025. Assim, os proveitos permitidos da AGS são determinados pela aplicação de um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX¹²⁵, enquanto ao nível do CAPEX¹²⁶ se mantém um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, mantém-se a aplicação de uma metodologia de custos de referência para as componentes de aquisição, transporte, descarga e armazenamento. Os custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos não estão sujeitos à aplicação de metas de eficiência, pois são gastos dificilmente controláveis pela empresa e que estão relacionados, essencialmente, com o ciclo de manutenção dos equipamentos de produção.

Tal como referido no capítulo 5.8, esta atividade repercute a partir de 2026 as alterações decorrentes da recente revisão regulamentar.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de AGS encontra-se no documento “Parâmetros de Regulação para o Período 2026 a 2029”, que acompanha este documento.

¹²⁵ Do inglês *operational expenditure*, que corresponde aos gastos de exploração, isto é, gastos operacionais deduzidos das amortizações.

¹²⁶ Do inglês *capital expenditure*, que corresponde ao custo com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

5.9.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

PROVEITOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM

O valor dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAM, na atividade de AGS, é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 139º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 5-98 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2026, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2025.

Quadro 5-98 - Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

			Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação (%)	
		(1)	(2)	(3) = (2) - (1) / (1)	
1	Custo com capital afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema [(a) + (b) x (c) - (d)]	16 142	15 155	-6,1%	
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	11 025	9 337		
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	110 089	104 988		
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,23%	6,19%		
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	642	681		
2	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	33 449	31 619	-5,5%	
3	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	21 422	20 529	-4,2%	
4	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(e) + (f)]	20 839	22 112	6,1%	
e	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	14 100	14 618		
f	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	6 739	7 494		
5	Custos de aquisição de combustíveis, lubrificantes e licenças de CO2 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(g) + (h) + (i)]	90 907	89 161	-1,9%	
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	31 079	28 025		
h	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuleóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	32 532	27 171		
i	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	27 297	33 966		
j	Ajustamento extraordinário relativo a anos anteriores a t-2	0	0		
k	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	6 942	1 115		
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 - j - k	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	175 818	177 461	0,9%	
7	Emissão para a rede (MWh)	958 068	991 155	3,5%	
8 = (6 + k) / 7	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	190,76	180,17	-5,6%	
Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social (fixado em Dez t-1)					-3 538
					-3 478

Pela análise do quadro, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2026 regista um acréscimo relativamente aos valores considerados nas tarifas para 2025. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os

proveitos permitidos unitários para 2026 apresentam uma redução. O acréscimo verificado resulta essencialmente do efeito conjugado de:

- acréscimo dos custos de exploração, sujeitos à aplicação de metas de eficiência e dos custos de conservação e conservação de equipamentos produtivos;
- acréscimo dos custos não sujeitos à aplicação de metas de eficiência, nomeadamente o custo com aquisição de licenças de emissão de CO₂;
- decréscimo significativo do valor do ajustamento a devolver pela empresa.

Este aumento foi mitigado por:

- decréscimo do custo com capital;
- decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica;
- decréscimo dos custos com combustíveis.

O valor da energia elétrica adquirida e o valor dos combustíveis representam, em conjunto, cerca de 60% do total dos proveitos permitidos de 2026 da atividade de AGS e cerca de 45% do total dos proveitos permitidos da EEM, em ambos os casos excluindo os ajustamentos de t-2. Tendo em conta a sua relevância, apresenta-se de seguida uma análise mais detalhada dos custos com a aquisição de energia elétrica e dos custos com os combustíveis.

CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E COM COMBUSTÍVEIS

No Quadro 5-99 e na Figura 5-24 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EEM. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da EEM considerado nas tarifas para 2026 é inferior ao previsto nas tarifas de 2025 e face estimado para 2025.

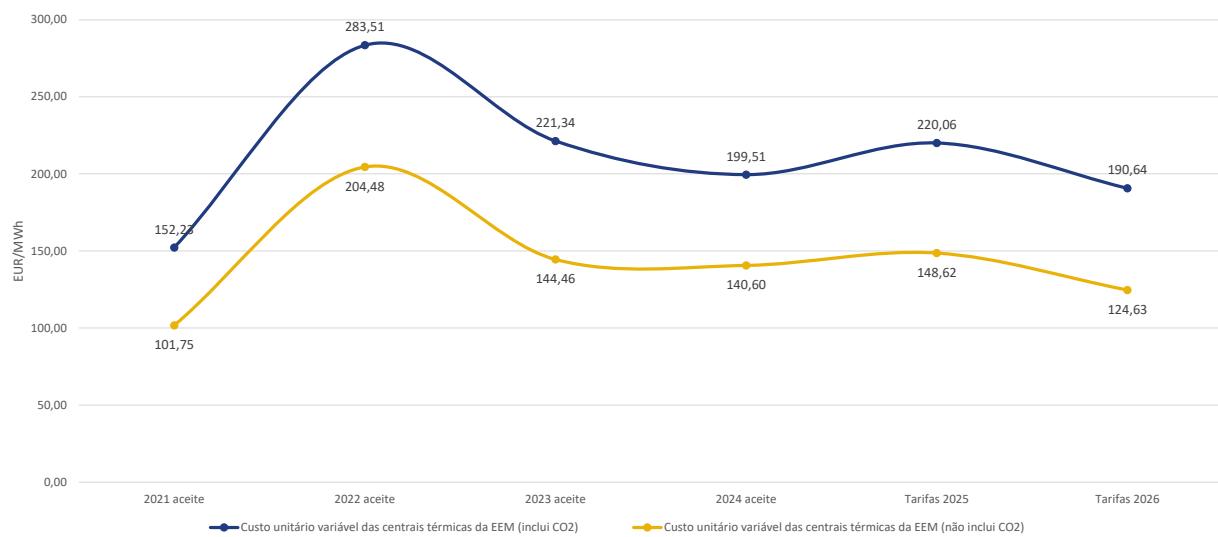
Quadro 5-99 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EEM

Unidade	2024 real	Tarifas 2025	2025 em 2025	Evolução anual %	Tarifas 2026	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$
Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (não inclui CO ₂)	EUR/MWh	140,6	148,6	130,5	-7%	124,6	-16% -4%

Nota: Não inclui custos com licenças de emissão de CO₂.

A Figura 5-24 permite visualizar, para o período 2021 a 2026, a evolução dos custos unitários das centrais térmicas da EEM, com e sem custos com as licenças de emissão de CO₂, com os valores definitivos (“aceite”) até 2024 e os valores previstos nas tarifas de 2025 e de 2026.

Figura 5-24 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (EUR/MWh)

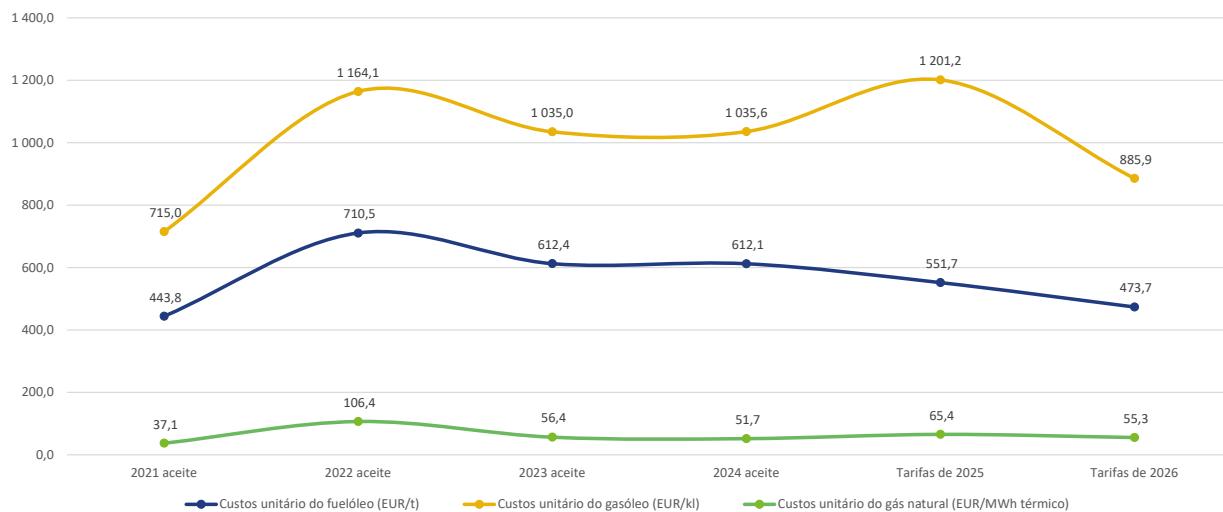


O Quadro 5-100 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAM.

Quadro 5-100 - Custo unitário dos combustíveis

Unidade	2024 aceite (1)	Tarifas 2025 (2)	2025 em 2025 (3)	Evolução anual % [(3)-(1)]/(1)	Tarifas 2026 (4)	Evolução anual %	
						[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	612,1	551,7	514,7	-16%	473,7	-14%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	1 035,6	1 201,2	984,2	-5%	885,9	-26%
Custos unitário do gás natural	(EUR/MWh térmico)	51,7	65,4	54,2	5%	55,3	-15%
							2%

A Figura 5-25 permite visualizar as variações registadas ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EEM para produção de energia elétrica, apresentando os valores verificados entre 2021 a 2024 e os previstos nas tarifas de 2025 e de 2026.

Figura 5-25 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos

Conforme descrito no ponto 5.8.1.1, o cálculo dos custos dos combustíveis aceites pela ERSE é efetuado através da aplicação de um mecanismo de custos eficientes que foi implementado em 2009, inicialmente para os custos com o fuelóleo e posteriormente alargado aos custos com o gasóleo e gás natural. Refira-se, que a revisão dos parâmetros a aplicar às aquisições de gás natural, que se aplicam apenas para a EEM, para o novo período de regulação, foi efetuada em parte com base num estudo efetuado pela consultora DNV para avaliar a fórmula de formação do preço de aquisição de gás natural para a produção de eletricidade na Madeira. Nesse estudo, a DNV avaliou 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 a 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 de 15 de outubro.

A versão final dos parâmetros a aplicar aos combustíveis, fuelóleo, gasóleo e gás natural, no período de regulação 2026 a 2029, resulta das recomendações efetuadas pelo Conselho Tarifário constantes do parecer emitido à proposta tarifária de 15 de outubro.

Todos os parâmetros definidos no âmbito deste mecanismo para o período de regulação 2026 a 2029, bem como as justificações para os valores adotados, constam do documento “Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029”, que acompanha este documento.

O Quadro 5-101 apresenta os valores previstos aceitar para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2026.

Quadro 5-101 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2026

Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2026 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2026 (EUR)
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1) * (2) + (3) + (4)
Madeira	474,074	54 227	106 480	25 813 942
Porto Santo	448,279	4 932	0	2 210 716
	59 158	0	106 480	28 024 657

O Quadro 5-102 apresenta os valores previstos aceitar com a aquisição de gasóleo, em 2026.

Quadro 5-102 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2026

Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização-desconto) EUR/l	Consumo 2026 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2026 EUR
(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)
Madeira	0,886	987 401	0
Porto Santo	0,886	751 977	0
	1 739 378	0	1 540 882

O Quadro 5-103 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2026. Estes valores foram calculados tendo em conta a indexação do custo do gás natural ao TTF¹²⁷.

Quadro 5-103 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2026

Custo unitário EUR/MWh térmico (1)	Consumo 2026 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR (3)	Custos eficientes 2026 EUR (1) * (2)
(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)
Madeira	53,81	442 535	674 893
			24 486 974

¹²⁷ Title Transfer Facility, Natural Gas Netherlands.

Na sequência da publicação da Lei 75-B/2020, de 31 de dezembro, o fuelóleo e o gasóleo consumidos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira passaram, desde 2021, a pagar uma parte dos custos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%, em 2025. Assim, para 2026, os custos previstos com a aquisição de fuelóleo e gasóleo nas Regiões Autónomas incluem os custos previstos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, que neste caso incide apenas sobre os combustíveis consumidos nas centrais não enquadradas pelo CELE.

Para o cálculo dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis a ERSE utilizou, igualmente, os parâmetros e variáveis e constantes do Quadro 5-104.

Quadro 5-104 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis

	2024 aceite	2026 previsto
Preço médio Fuel 0,5% Barge Fob (EUR/ton)	497,55	360,06
Preço médio Fuel 1% Barge Fob (EUR/ton)	453,43	360,89
Gasóleo Preço Europa (EUR/kl)	816,26	579,01
Biodiesel (EUR/kl)	904,81	641,82
Custo médio do brent - Platts (EUR/bbl)	77,58	54,86
TTF, Natural Gas Netherlands (EUR/MWh)	34,39	29,92
taxa de câmbio (EUR/USD)	1,0819	1,1656
densidade ton = l	0,8453	

Relativamente aos custos com o armazenamento de combustíveis deverão ser tidas em conta as alterações introduzidas pelo Regulamento Tarifário em vigor, decorrentes da publicação em Diário da República do Regulamento n.º 1218/2025, de 7 de novembro e explicadas no ponto 5.8.1.1

Refira-se que, com a publicação da [Instrução n.º 3/2023, de 11 de agosto](#), da ERSE, os custos com a reserva estratégica de fuelóleo passaram a ser aceites fora do âmbito do mecanismo de custos eficientes, desde que as empresas apresentem evidências de terem suportado o referido custo. Para o cálculo dos ajustamentos de 2024, a reconhecer em tarifas de 2026, a EEM apresentou essas evidências tendo sido reconhecidos os custos da reserva estratégica de 2024.

Os custos com gasóleo e gás natural são somados na rubrica de Outros Custos com Lubrificantes, onde se incluem os custos com os óleos. Estes últimos custos são os valores previstos pela empresa para os lubrificantes. O quadro infra evidencia estes valores.

Quadro 5-105 - Custos aceites com lubrificantes em 2026

	Custo médio unitário (EUR/kl)	Quantidades (kl)	Custo total anual (EUR)
Óleo	2 364,09	483,60	1 143 265

CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

A EEM adquire energia térmica à *Atlantic Islands Electricity* (AIE) e energia com origem em fontes renováveis a vários produtores independentes. Em 2024, a energia adquirida pela empresa à AIE representou cerca de 44% do total de energia adquirida.

O Quadro 5-106 apresenta o custo unitário da energia térmica adquirida em 2024, a estimativa para 2025 e a previsão para 2026. Perspetiva-se que em 2026 o custo unitário seja inferior ao custo unitário considerado em tarifas de 2025 e ao valor que se estima ocorrer nesse ano. Tal deve-se ao facto, do contrato inicial de aquisição de eletricidade por parte da EEM à AIE ter terminado em junho de 2025, tendo a EEM negociado com a AIE o prolongamento do contrato inicial por mais 5 anos e da adenda¹²⁸ por mais 3 anos, até 2030, com a revisão de algumas das componentes de custo em que assentava a formação do preço nesse contrato anterior. A intervenção sobre os aspetos contratuais resultou na redução de algumas das componentes do custo e consequente diminuição do preço previsto de aquisição. Refira-se que a ERSE está a avaliar a informação recebida da EEM sobre a opção de prolongamento dos contratos, para posterior emissão de parecer.

¹²⁸ Acresce que a adenda ao contrato inicial, celebrado em 1998 e terminado em junho de 2025, termina em setembro de 2027.

Quadro 5-106 - Custo unitário da energia térmica adquirida à AIE

Unidade	2024 aceite	Tarifas 2025	2025 em 2025	Evolução anual %	Tarifas 2026	Evolução anual %		
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custo unitário - adquirida térmica	EUR/MWh	177,7	174,2	158,6	-11%	152,7	-12%	-4%

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE), estima-se que os valores previstos em tarifas de 2025 e 2026 decresçam significativamente tal como mostra o Quadro 5-107.

Quadro 5-107 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE)

Unidade	2024 aceite	Tarifas 2025	2025 em 2025	Evolução anual %	Tarifas 2026	Evolução anual %		
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custo unitário - adquirida PRE	EUR/MWh	106,9	86,7	80,8	-24%	82,0	-5%	1%

Prevê-se que em 2026 cerca de 55% da energia elétrica adquirida pela EEM e 15% da energia produzida no arquipélago da Madeira tenham origem em fontes de energia renováveis.

Apesar dos custos com a energia elétrica adquirida à PRE serem custos totais, que incorporam os custos de investimentos, estes custos são inferiores aos custos variáveis das centrais termoelétricas da EEM. Assim, em 2024, o custo variável unitário das centrais da EEM aceite no ajustamento (Quadro 5-99) foi superior ao custo unitário da energia elétrica adquirido à PRE (Quadro 5-107).

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema tem por base um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 5-108 apresenta a desagregação dos custos de exploração da EEM previsto nas tarifas 2025 e nas tarifas 2026.

Quadro 5-108 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

		Unidade: 10 ³ EUR		Variação (%)
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	
		(1)	(2)	$(3) = ((2) - (1)) / (1)$
a	Custos de exploração sujeitos a eficiência	14 100	14 618	3,7%
b	Custos com a operação e manutenção de equipamentos	6 739	7 494	11,2%
c = 1 + 2	Custos com lubrificantes e outros fluídos aceites pela ERSE:	1 060	1 143	7,9%
1	Óleos	1 060	1 143	7,9%
2	Biogás	0	0	-
d	Custos com o CO₂ aceite pela ERSE	27 297	33 966	24,4%
e = a+b+c+d	Custos de exploração aceites	49 196	57 221	16,3%

Os valores apresentados referem-se aos custos sujeitos à aplicação de metas de eficiência (linha a) e aos custos não sujeitos a metas de eficiência (linhas b+c+d), nos quais se incluem os custos com operação e manutenção de equipamentos, óleos e custos com a aquisição de licenças de CO₂. Não se apresentam os custos com os combustíveis por serem objeto de análise à parte. No que se refere aos custos de exploração sujeitos a metas de eficiência (linha a), o valor de 2026 corresponde à nova base de custos fixada para o primeiro ano do período de regulação 2026 a 2029.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO₂

Com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, deixou de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor, pelo que os custos incorridos pela EEM com aquisição de licenças de emissão de CO₂ passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos.

A partir de 2016, a EEM passou igualmente a centralizar a aquisição de licenças de CO₂ necessárias para cobrir as emissões da central térmica do Caniçal, na medida em que a AIE¹²⁹ delegou na EEM o direito ao resarcimento dos custos assumidos com a aquisição de licenças do CO₂ junto do Sistema Elétrico Nacional.

¹²⁹ Atlantic Island Electricity

Deste modo, o valor total das licenças de emissão de CO₂ das centrais da EEM e da AIE são aceites tendo por base as quantidades de licenças previstas utilizar e o preço previsto pela ERSE para a aquisição de licenças de CO₂ em 2026.

CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

A tarifa social tem o enquadramento legal descrito no ponto 5.5.1.1.5. Para 2026 foi estabelecido um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis, conforme Despacho n.º 12372/2025, de 21 de outubro.

Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pela EEM em 2026 e os ajustamentos dos montantes descontados em 2024 e 2025 face aos valores transferidos pelo operador da rede de transporte são apresentados nos correspondentes quadros deste capítulo.

A informação relativa ao financiamento dos custos com a tarifa social e à sua repartição por centros electroprodutores é apresentada no Anexo I.

5.9.1.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) foi calculado ao abrigo do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

O Quadro 5-109 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2024, a repercutir em 2026. São igualmente apresentados nas secções seguintes os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2026.

O desvio em 2024 entre o previsto e o ocorrido é explicado pelo efeito conjugado das reduções dos custos com a aquisição de energia aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM e do CAPEX, este, por via do decréscimo da base de ativos remunerada e da taxa de remuneração do capital. Em sentido contrário, registou-se um acréscimo dos custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos e dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM. Esta conjugação de fatores originou um desvio positivo, ou seja, um ajustamento a devolver pela empresa.

Quadro 5-109 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2024	Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Jun 2024)	Variação (10 ³ EUR)	Variação (%)	Unidade: 10 ³ EUR
(1)	(2)	(2')	(3) = [(1) - ((2) * (5/12) + (2') * (7/12))]	(4) = [(3) / ((2) * (5/12) + (2') * (7/12))]			
1	Custo com capital afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema [(a) + (b) x (c) + (d)]	16 567	17 009	17 009	-442	-2,6%	
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	12 452	11 612	11 612	840		
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	108 305	131 775	131 775	-23 470		
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,23%	5,27%	5,27%	-	-	
d	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 550	-1 550	-1 550	0		
2	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	34 288	29 466	29 466	4 822	16,4%	
3	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	26 037	32 466	32 466	-6 429	-19,8%	
4	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(e) + (f)]	22 654	19 165	19 165	3 489	18,2%	
e	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	13 860	13 770	13 770	90		
f	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	8 794	5 395	5 395	3 399		
5	Custos de aquisição de combustíveis, lubrificantes e licenças de CO2 de atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(g) + (h) + (i)]	90 905	96 561	86 047	478	0,5%	
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	38 821	36 110	39 209	903		
h	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	25 243	28 774	21 516	703		
i	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	26 842	31 677	25 321	-1 128		
j	Ajustamento extraordinário relativo a anos anteriores a t-2	-75	-75	-75	0		
k	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-67 510	-67 510	-67 510	0		
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 - j - k	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	258 036	262 251	251 737	1 918	0,7%	
7	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	121 999					
8 = 7 - 6	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos	-136 036					
9	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	138 457					
10	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	0					
11	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	-756					
12	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	3,724%					
13	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	2,668%					
14 = [8 + 9 + 10 + 11] * * [1+(12)/100] *	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2	1 773					
15	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-659					
16 = 14 + 15	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2	1 115					

Notas: Face à publicação de tarifas extraordinárias em 2024, o valor apresentado na linha 9, referente à compensação relativa ao sobrecusto da AGS corresponde à ponderação dos valores publicados para 2024 nas tarifas de dezembro de 2023 e do valor publicado em maio de 2024 para tarifas de 2024, conforme apresentado no Quadro 5-133.

Ajustamentos com sinal negativo (-) são valores a receber pela empresa. Ajustamentos com sinal positivo (+) são valores a devolver pela empresa.

CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA À AIE

No Quadro 5-110 analisa-se a aquisição de energia termoelétrica efetuada à AIE em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O maior valor do custo total da aquisição de energia elétrica face ao previsto resulta essencialmente do acréscimo do preço médio de aquisição de energia de origem térmica, comparativamente aos valores previstos em tarifas de 2024.

Quadro 5-110 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM

	2024	Tarifas 2024	Desvio (2024-Tarifas 2024)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Térmica (MWh)	192 952	192 000	952	0,5%
Preço Médio (EUR/MWh)	177,7	153,5	24,2	15,8%
Custo Total (10³ EUR)	34 288	29 466	4 822	16,4%

CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL (PRE)

O Quadro 5-111 apresenta os custos permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores em regime especial (PRE) do sistema público da RAM, comparando os valores verificados em 2024 com os previstos nas tarifas para 2024.

Quadro 5-111 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores em regime especial (PRE)

	2024	Tarifas 2024	Desvio (2024-Tarifas 2024)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica à PRE (MWh)	243 668	239 240	4 428	1,9%
Preço Médio (EUR/MWh)	106,9	135,7	-28,9	-21,3%
Custo Total (10³ EUR)	26 037	32 466	-6 429	-19,8%

Embora as quantidades de energia adquirida à PRE terem sido ligeiramente superiores ao previsto, o respetivo preço médio de aquisição foi significativamente inferior, influenciado, pela redução dos preços médios unitários da eólica e da fotovoltaica. Os dois efeitos resultaram num custo anual de energia adquirida à PRE cerca de 20% inferior ao valor previsto em tarifas de 2024.

No Quadro 5-112 é analisada a aquisição de energia elétrica à PRE, desagregando-a por tipo de produção, comparando os valores verificados em 2024 com os valores das tarifas para 2024.

Quadro 5-112 - Aquisição de Energia Elétrica à PRE

	2024				Tarifas 2024				Variação 2024/Tarifas 2024				
	MWh			10 ³ EUR	EUR/MWh	MWh			10 ³ EUR	EUR/MWh	MWh	10 ³ EUR	EUR/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições PRE	239 339	4 329	243 668	26 037	106,9	232 427	6 813	239 240	32 466	135,7	1,9%	-19,8%	-21,3%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	3 828	0	3 828	507	132,4	4 256	0	4 256	571	134,2	-10,1%	-11,3%	-1,3%
Eólica	160 615	726	161 341	14 225	88,2	141 998	1 518	143 516	13 872	96,7	12,4%	2,6%	-8,8%
Geotérmica													
Outros	74 895	3 603	78 498	11 304	144,0	86 173	5 295	91 468	18 023	197,0	-14,2%	-37,3%	-26,9%
RSU	46 727	0	46 727	4 916	105,2	39 439	0	39 439	4 158	105,4	18,5%	18,2%	-0,2%
Fotovoltaica	23 926	3 188	27 114	5 530	204,0	38 666	4 865	43 531	12 413	285,2	-37,7%	-55,4%	-28,5%
Microprodução	4 243	415	4 657	858	184,2	4 364	405	4 769	897	188,2	-2,3%	-4,4%	-2,1%
Outros	0	0	0	0	-	3 705	25	3 730	554	148,6	-100,0%	-100,0%	-

Verifica-se que, face às previsões para 2024, os custos unitários ocorridos apresentam uma redução em todas as tecnologias, com destaque para a fotovoltaica e para a eólica.

CUSTOS COM OS COMBUSTÍVEIS

O Quadro 5-113 permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados, bem como os valores aceites pela ERSE.

Quadro 5-113 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2024 previstos e ocorridos

	Custo total (10 ³ EUR)						
	Aceite ERSE	Previsto tarifas (Dez2023)	Previsto tarifas (Maio2024)	Verificado	Variação		
					(1)	(2)	(3)
Fuelóleo	38 821	36 110	39 209	38 264	1,5%		2,4%
Gasóleo	2 166	2 892	2 912	2 232	-3,0%		-25,4%
Óleo + Amónia + Biofuel	1 155	1 518	1 518	1 155	0,0%		-23,9%
Gás Natural	21 922	24 364	16 527	24 794	-11,6%		10,8%
Total	64 064	64 884	60 166	66 445	-3,6%	3,1%	6,9%

Observa-se que, em 2024, os custos com os combustíveis aceites pela ERSE foram inferiores aos verificados. A aplicação do mecanismo de custos eficientes ao nível do fuelóleo adquirido pela EEM resulta num custo superior ao valor real suportado pela empresa, enquanto ao nível do gasóleo e do gás natural os valores aceites são inferiores aos custos verificados.

CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE FUELÓLEO, GASÓLEO E GÁS NATURAL NA RAM

O Quadro 5-114 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2024.

Quadro 5-114 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2024

Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2024 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2024 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1) * (2) + (3) + (4)	(6)	(7) = (5) - (6)
Madeira	612,835	56 219	108 227	34 561 494	34 039 962	521 531
Porto Santo	591,266	7 204	0	4 259 452	4 224 223	35 228
	63 423	0	108 227	38 820 946	38 264 186	556 760

O Quadro 5-115 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2024.

Quadro 5-115 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2024

Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2024 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2024 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)	(5)	(6) = (4) - (5)
Madeira	1,036	992 965	0	1 028 331	1 067 993
Porto Santo	1,036	1 098 477	0	1 137 601	1 164 155
	2 091 442	0	2 165 933	2 232 147	-66 215

O Quadro 5-116 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2024.

Quadro 5-116 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2024

Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2024 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2024 EUR	Custo real EUR/MWh térmico	Custos não aceites EUR
(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)	(5)	(6) = (4) - (5)
Madeira	50,38	423 980	563 149	21 921 923	24 793 560 -2 871 637

LICENÇAS DE CO₂

A ERSE estabeleceu na sua Diretiva n.º 5/2023, de 16 de janeiro, as atuais regras do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, o qual se aplica às centrais geridas pela EDA (Eletricidade dos Açores) e EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira), respetivamente na RAA (Região Autónoma dos Açores) e na RAM (Região Autónoma da Madeira).

O desenho do mencionado incentivo procurou estimular a adesão das condições de gestão das licenças de emissão de CO₂ na RAA e na RAM às condições médias de funcionamento do mercado internacional de licenças de emissão de CO₂, numa partilha simétrica de riscos entre as empresas e os consumidores de eletricidade. De seguida apresentam-se os resultados da aplicação do mecanismo aprovado pela Diretiva n.º 5/2023 ao exercício de 2024.

Relativamente ao mercado internacional de licenças de emissão de CO₂, o valor médio das licenças de emissão, em 2024 foi de 65,26 EUR/tonCO₂, obtido a partir das cotações em mercado secundário gerido pela European Energy Exchange (EEX).

Em 2024, as emissões verificadas para o conjunto das centrais termoeléctricas geridas (direta ou indiretamente) pela EEM (Vitória, Porto Santo e Caniçal) correspondeu a 411 003 toneladas de CO₂, das quais 127 671 foram adquiridas licenças pela EEM, em virtude da necessidade da AIE¹³⁰ adquirir as licenças de emissão de CO₂ necessárias para cobrir as suas emissões de CO₂ referentes à central termoeléctrica do Caniçal.

¹³⁰ Atlantic Island Electricity

No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças de emissão de CO₂ correspondentes a 410 mil toneladas de CO₂, o que significou um grau de cobertura das emissões de 99,8%. O custo global das licenças adquiridas, no ano de 2024, orçou-se em 26,732 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 65,20 EUR/tonCO₂.

Figura 5-26 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAM, 2024



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EEM, em 2024, foi inferior à cotação média em mercado secundário em 0,06 EUR/tonCO₂. Assim, o custo global de aquisição foi cerca de 24,60 mil euros inferior ao custo de referência estimado para o global do ano.

Os custos fixos de transação, reportados pela EEM, para a negociação efetuada, em 2024, foram de 20 000 euros, valor superior ao máximo previsto no incentivo (17,5 mil euros). O custo variável global de aquisição reportado pela EEM foi de 26,7 milhões de euros.

Em termos globais, para a EEM, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2024, de 26,822 milhões de euros (411 003 toneladas valorizadas a 65,26 EUR/tonCO₂), a que acrescem 2 055 euros relativos aos custos variáveis de transação aceites no âmbito do mecanismo de otimização.

O valor global de custos reconhecidos à EEM a respeito da transação de licenças de CO₂, para o ano de 2024 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 5/2023 da ERSE, é de 26 841 611 euros,

no qual inclui os custos de transação em mercado no valor de 17 500 euros aceites no âmbito do mecanismo.

AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NACIONAL

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira, calculado ao abrigo do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, resulta da diferença entre os proveitos obtidos pela EEM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a clientes da RAM e os proveitos obtidos por aplicação aos clientes finais da RAM das tarifas do Continente adicionados do custo com a convergência tarifária da RAM não incorporado na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. No Quadro 5-117 apresenta-se o cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária na RAM referente a 2024.

Quadro 5-117 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

		Unidade: 10 ³ EUR 2024
1	Proveitos obtidos pela EEM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes finais da RAM	153 793
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	121 999
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAM das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	28 045
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAM das tarifas de Comercialização	4 504
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAM	0
6=1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM	-756

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O quadro infra apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 5-118 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	2024 (1)	Tarifas (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	33 723	41 508	-18,8%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	554 192	557 112	
Investimento Direto	3 137	20 344	
Transferências para Exploração	39 434	19 551	
Reclassificações, alienações e abates	-1	0	
Saldo Final (2)	596 763	597 008	0,0%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	393 738	394 261	
Amortizações do Exercício	16 674	17 717	
Regularizações	-1	0	
Saldo Final (4)	410 411	411 978	-0,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	50 611	45 218	
Comparticipações do ano	33 196	0	
Amortização do ano	4 222	6 105	
Saldo Final (6)	79 585	39 113	103,5%
Ativo Líquido a remunerar			
Valor de 2023 (7) = (1) - (3) - (5)	109 843	117 633	-6,6%
Valor de 2024 (8) = (2) - (4) - (6)	106 767	145 917	-26,8%
Ativo Líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	108 305	131 775	-17,8%

O desvio verificado entre o valor final dos ativos, previsto e real de 2024, decorreu sobretudo da transferência para exploração de um montante significativo de subsídios que se encontravam em curso no ano anterior e de subsídios recebidos no ano. Estas circunstâncias estão na base do ativo líquido médio ser inferior ao previsto em tarifas.

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 6 do artigo 138.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento definitivo aos proveitos da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2024 e o desconto efetivamente concedido pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM em 2024, de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-119 - Ajustamento da tarifa social

2024		
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Dez2023)	3 411
A'	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Mai2024)	3 409
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2	3 380
C = ((A * (5/12) + A' * (7/12)) - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	30
D	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM, no ano t-1, por aplicação da tarifa social atualizado para t	-47
<i>i</i> _{t-2}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	3,724%
<i>i</i> _{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	2,675%
E = C × (1 + <i>i</i> _{t-2}) × (1 + <i>i</i> _{t-1}) - [D × (1+ <i>i</i> _{t-1})]	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	78

5.9.1.2.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2026 incluem, também, um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2025, que conforme previsto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2025. O valor total a devolver ao sistema decorre do efeito de decréscimo de todas as componentes de cálculo, nível do valor médio dos ativos fixos, amortizações do exercício e da taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2026 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-120.

Quadro 5-120 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

AGS	Ajust t-1 para considerar em proveitos		
	Tarifas 2025	2025 em 2025	Tarifas 2026
1	Amortização dos ativos fixos	11 025	10 582
2	Valor médio dos ativos fixos	110 089	106 298
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,23%	5,21%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	16 784	16 121
B= A (Tarifas 2025) - A (2025 em 2025)	Ajustamento sem juros	663	
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	2,675%	
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		681

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 138.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, e alterado pelo Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, o ajustamento provisório é dado pela diferença entre os montantes estimados a transferir pelo operador da rede de transporte relativos ao valor previsto da tarifa social para 2025 e o desconto estimado a conceder pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM em 2025, conforme a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-121 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 ³ EUR
		2025
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1 (fixado em Dez2024)	3 538
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	3 585
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-47
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	2,668%
D = (1 + i_{t-1}) x C	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-49

5.9.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação 2026-2029 não se alterou a metodologia de definição dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão da base de custos sujeita a metas de eficiência, bem como da definição de metas de eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Distribuição de Energia Elétrica encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029», que acompanha este documento.

5.9.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAM, na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 142.º do Regulamento Tarifário em vigor. O quadro infra apresenta os valores considerados no cálculo dos proveitos permitidos para 2026, comparando-os com os considerados nas tarifas para 2025.

Quadro 5-122 - Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

		Unidade: 10^3 EUR		
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) - (d)]	14 463	15 735	8,8%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	9 416	9 455	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	101 853	104 969	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,53%	6,70%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	586	753	
2	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f) * (g) + (h) * (i)]	5 470	5 865	7,2%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 654	2 932	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 816	2 933	
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10^3 EUR/kWh)	0,00608	0,00606	
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	238 294	242 112	
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10^3 EUR/cliente)	4,05842	4,33262	
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	337	338	
3	Rendas de concessão dos municípios em MT	0	0	
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-46	916	
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	19 979	20 684	3,5%
6	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) - (m)]	11 260	12 923	14,8%
j	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 971	8 102	
k	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	63 252	66 265	
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,53%	6,70%	
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	210	-382	
7	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(n) + (o) * (p) + (q) * (r)]	12 890	13 080	1,5%
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 198	6 539	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 692	6 541	
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10^3 EUR/kWh)	0,00539	0,00488	
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	643 197	670 207	
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10^3 EUR/cliente)	0,02192	0,02184	
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	147 282	149 722	
8	Rendas de concessão dos municípios em BT	8 128	8 359	
9	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	
10	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	774	411	
11 = 6 + 7 + 8 + 9 - 10	Proveitos Permitidos em BT	31 504	33 951	7,8%
12 = 5 + 11	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	51 483	54 635	6,1%
13	Energia Distribuída (MWh)	881 491	912 319	3,5%
14 = (12 + 4 + 10) / 13 * 1000	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	59,2	61,3	3,6%

A análise do quadro evidencia um acréscimo do nível dos proveitos permitidos em 2026 face aos valores aceites nas tarifas para 2025. Tal resulta do acréscimo verificado ao nível do CAPEX, em que o valor do ativo médio a remunerar e o valor da taxa de remuneração do ativo líquido são superiores a 2025.

Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta um acréscimo menos acentuado.

O detalhe dos valores que constituem a base de custos do OPEX poderá ser consultado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029”, que acompanha este documento.

Com o Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, foi criado o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro determinou que essa integração deve abranger todos os clientes até final de 2024. Assim, a ERSE revogou o regulamento anterior e publicou o Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho¹³¹, que substituiu o ISI pelo incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).

5.9.2.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) é calculado de acordo com o n.º 5 do artigo 139.º do Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

No Quadro 5-123 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2024, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2024, por nível de tensão.

Nos dois níveis de tensão, MT e BT, o custo com capital foi menor do que o previsto em tarifas de 2024. No que diz respeito aos custos de exploração, os valores apresentaram um ligeiro aumento relativamente à previsão, tanto ao nível da MT como em BT, que se deve ao aumento das quantidades de energia entregue pelas redes e, simultaneamente, no caso da BT, ao acréscimo do número médio de clientes. Em termos globais os proveitos permitidos ficaram abaixo dos valores previstos em tarifas de 2024, facto para o qual, também, contribuiu a redução das rendas de concessão dos municípios (linha 16).¹³² O valor apurado do ajustamento é um montante a devolver pela empresa.

¹³¹. https://www.erne.pt/media/0fvpv2by/rsri_reg817_2023.pdf

¹³² Incluído na rubrica “Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência”.

Quadro 5-123 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

			Unidade: 10 ³ EUR		
			2024 10 ³ EUR	Tarifas 2024 10 ³ EUR	Variação (%)
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]		13 567	14 325	-5,3%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		8 754	9 153	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações		91 822	97 570	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)		5,53%	5,57%	
a'	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1		-265	-265	
2	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]		5 370	5 322	0,9%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT		2 621	2 604	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT		2 748	2 718	
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh		0,00600	0,00596	
f	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh		234 093	229 146	
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente		4,00890	3,98277	
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT		335	339	
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		0	0	
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2		-188	-188	
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT		19 125	19 835	-3,6%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT		2 410		
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT		18 141		
8	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em MT		0		
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread		3,724%		
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		2,668%		
11 = (6 - 5 + 7 + 8)* *[1+(9)/100]*[1+(10)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT		1 518		
12	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros		-602		
13 = 11 + 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT		916		

Quadro 5-130 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (cont.)

			Unidade: 10^3 EUR		
			2024 10^3 EUR	Tarifas 2024 10^3 EUR	Variação (%)
14	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT $[(l) + (j) \times (k) + (l')]$		12 395	12 638	-1,9%
i	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		8 473	8 515	
j	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações		59 105	62 270	
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)		5,53%	5,57%	
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1		653	653	
15	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE $[(l) + (m) \times (n) + (o) \times (p)]$		12 705	12 473	1,9%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT		6 122	6 082	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT		6 583	6 391	
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh		0,00532	0,00529	
n	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh		638 801	618 518	
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente		0,02165	0,02151	
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT		147 069	145 115	
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		7 923	8 448	
17	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		65	0	
18	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2		562	562	
19 = 14 + 15 + 16 + 17 - 18	Proveitos Permitidos em BT		32 526	32 997	-1,4%
20	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT		25 636		
21	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT		7 478		
22	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de DEE, em BT		0		
23	Montante anual do incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT		0		
24	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread		3,724%		
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		2,668%		
26 = (20 - 19 + 21 + 22-23)* *[1+(24)/100]*[1+(25)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT		626		
27	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros		-215		
28 = 26 + 27	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT		411		
29 = 13 + 28	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2		1 327		

Nota: Ajustamentos com sinal negativo (-) são valores a receber pela empresa. Ajustamentos com sinal positivo (+) são valores a devolver pela empresa.

Conforme referido anteriormente o ajustamento desta atividade contempla um incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT. Neste sentido, para efeitos do cálculo tarifário de 2026 foi

considerado o valor desse incentivo¹³³ ao nível do ajustamento de 2024, montante referente ao incentivo dos anos de 2019 a 2024. Refira-se que a aceitação definitiva do valor referente a 2024 (cerca de 7 milhares de euros), que decorre do projeto de instalação de sistemas de contagem e medição em toda a ilha da Madeira, ainda se encontra condicionada à realização de análises mais detalhadas.

ENERGIA ENTREGUE PELA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-124 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2024 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 5-124 - Energia entregue pelas redes de distribuição

	2024	Tarifas 2024	Desvio (2024-Tarifas 2024)		Unidade: MWh
			Valor	%	
Fornecimentos MT	234 093	229 146	4 947	2,2%	
Fornecimentos BT	638 801	618 518	20 283	3,3%	
Total	872 894	847 664	25 230	3,0%	

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-125 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

¹³³ Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência.

Quadro 5-125 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2024 (1)	Tarifas 2024 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	21 617	37 374	-42,2%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	496 593	502 032	
Investimento Directo	11 832	24 177	
Transferências para Exploração	6 272	2 239	
Reclassificações, alienações e abates	-4	0	
Saldo Final (2)	514 693	528 449	-2,6%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	338 846	339 133	
Amortizações do Exercício	17 939	18 376	
Regularizações	-4	0	
Saldo Final (4)	356 781	357 509	-0,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	7 204	7 434	
Comparticipações do ano	106	0	
Amortização do ano	711	708	
Saldo Final (6)	6 599	6 727	-1,9%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2015 (7) = (1) - (3) - (5)	150 542	155 465	-3,2%
Valor de 2016 (8) = (2) - (4) - (6)	151 313	164 214	-7,9%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	150 928	159 839	-5,6%

Verifica-se que o investimento realizado em 2024 na atividade de DEE foi inferior ao previsto em tarifas, mantendo à tendência verificada nos anos anteriores, onde o valor previsto para o investimento na atividade de DEE foi superior ao valor realizado. Desta forma o ativo líquido médio a remunerar foi inferior ao previsto em tarifas de 2024.

ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO E RESPECTIVA CONSIDERAÇÃO PARA EFEITOS DA BASE DE ATIVOS REGULADA

Em cumprimento do Artigo 25.º do RARI, a EEM enviou à ERSE a sua proposta de Plano de Desenvolvimento e Investimento da Rede de Transporte e Distribuição em AT e MT da RAM (PDIRTD-RAM 2021), para o período 2022-2024, tendo o mesmo sido, pela primeira vez, submetido a consulta pública.

Com base nos contributos recebidos em sede de consulta pública, a ERSE elaborou o seu Parecer à proposta de PDIRTD-RAM 2021, onde incluiu um conjunto de recomendações, nomeadamente, no que diz respeito:

i) ao nível de investimento a realizar; ii) ao período de abrangência do plano (recomendando a compatibilização do mesmo com o atual período de regulação 2022-2025) e iii) ao nível de detalhe de informação sobre os projetos propostos.

No seguimento das recomendações da ERSE, a EEM reviu em baixa o investimento proposto inicialmente, tendo enviada à ERSE uma versão atualizada do Plano, tendo a ERSE dado novo parecer à versão final, tal como previsto ao abrigo do artigo 36.º do Decreto Legislativo Regional n.º 10/2023/M favorável. No seguimento deste novo parecer, a Direção Regional (DRETT) aprovou o PIDRTD-RAA – revisão 2023.

Com base na informação submetida à ERSE pela empresa ao abrigo do atual Artigo 201.º do Regulamento Tarifário, nomeadamente na Norma n.º 7 das contas reguladas da empresa contendo dados reais de 2024, conclui-se que entraram em exploração projetos alocados às redes em AT e MT num total de aproximadamente 5,8 milhões de euros de investimento, a custos totais, valor inferior ao montante aprovado em sede de PDIRTD-RAM 2021, de 23,7 milhões de euros.

5.9.2.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2026 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2025, que conforme previsto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2025. O valor a devolver pela empresa face ao previsto decorre da diminuição dos ativos e das respetivas amortizações em MT, que foi parcialmente mitigado pela variação em sentido contrário dessas componentes em BT, bem como pela diminuição da taxa de remuneração face ao previsto. Assim, o cálculo do valor incluído nas tarifas de 2026 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-126.

Quadro 5-126 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos			Unidade: 10 ³ EUR
		Tarifas 2025	2025 em 2025	Tarifas 2026	
		MT			
1	Amortização dos ativos fixos	9 416	9 034		
2	Valor médio dos ativos fixos	101 853	95 858		
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,53%	5,51%		
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	15 049	14 316		
B= A (Tarifas 2025) - A (2025 em 2025)	Ajustamento sem juros			733	
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			2,668%	
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			753	
		BT			
1	Amortização dos ativos fixos	7 971	8 293		
2	Valor médio dos ativos fixos	63 252	64 378		
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,53%	5,51%		
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	11 469	11 841		
B= A (Tarifas 2025) - A (2025 em 2025)	Ajustamento sem juros			-372	
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			2,668%	
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-382	

5.9.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação iniciado em 2026 não se alteraram as metodologias de definição dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, através da revisão das bases de custo, bem como da definição de metas eficiência mais adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2026 a 2029», que acompanha este documento.

5.9.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAM na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 143º do Regulamento Tarifário em vigor.

O quadro seguinte apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2026, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2025.

Quadro 5-127 - Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

		Unidade: 10^3 EUR		
		Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação (%)
		(1)	(2)	$(3) = [(2) - (1)] / (1)$
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) - (d)]	92	127	38,6%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	69	87	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	350	392	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,53%	6,70%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-3	-13	
2	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f)* (g)]	493	520	5,4%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	243	260	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	250	260	
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10^3 EUR/cliente)	0,74217	0,76793	
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	337	338	
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-53	-36	
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos permitidos em MT	638	683	7,1%
6	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) - (k)]	825	1 144	38,6%
h	Amortizações do ativo afeto fixo à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	624	786	
i	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	3 147	3 525	
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,53%	6,70%	
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-27	-121	
7	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m)* (n)]	4 466	4 696	5,1%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 188	2 348	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 278	2 348	
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10^3 EUR/cliente)	0,01547	0,01568	
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	147 282	149 722	
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	7	-6	
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-180	-46	
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos permitidos em BT	5 478	5 879	7,3%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 116	6 562	7,3%
12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/cliente)	39,9	43,2	8,4%

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2026 apresenta um acréscimo face aos valores aceites nas tarifas para 2025, que se deve essencialmente à revisão da base de custos e ao

acréscimo previsto do número de clientes, indutor para determinação da componente variável de proveitos de exploração, sujeita a metas de eficiência.

Registe-se que a grande maioria dos proveitos permitidos diz respeito aos custos de exploração.

5.9.3.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 5 do artigo 140º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro.

O Quadro 5-128 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2024 apurado por nível de tensão.

Verifica-se na atividade de comercialização que o ajustamento de t-2 é um valor a receber pela empresa como resultado de um nível de proveitos permitidos superiores aos valores previstos em tarifas de 2024.

Quadro 5-128 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

			2024	Tarifas 2024	Variação (%)
			10 ³ EUR	10 ³ EUR	
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]		110	100	10,1%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		75	65	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações		361	347	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)		5,53%	5,57%	
a'	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1		15	15	
2	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e)* (f)]		488	488	0,0%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT		241	240	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT		247	248	
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente		0,73676	0,73193	
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT		335	339	
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		0	0	
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2		-76	-76	
5 = 1+2+3-4	Proveitos Permitidos em MT		674	663	1,5%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT		93		
7	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT		543		
8	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em MT		0		
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread		3,724%		
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		2,668%		
11 = (6 - 5 + 7 + 8)* *[1+(9)/100]*[1+(10)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2		-40		
12	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros		3		
13 = 11 + 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2		-36		
14	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]		992	901	10,1%
g	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados		674	589	
h	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações		3 250	3 124	
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)		5,53%	5,57%	
g'	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1		138	138	
15	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(j) + (k)* (l)]		4 430	4 371	1,3%
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT		2 172	2 158	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente		2 258	2 214	
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente		0,015356	0,015255	
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT		147 069	145 115	
16	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		-1	-1	
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2		-65	-65	
18	Proveitos Permitidos em BT		5 486	5 337	2,8%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT		4 411		
20	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT		1 007		
21	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM imputáveis à atividade de CEE, em BT		0		
22	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread		3,724%		
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		2,668%		
24= (19 -18 + 20 + 21)* *[1+(22)/100]*[1+(23)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2		-73		
25	Acerço provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros		28		
26 = 24 + 25	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2		-46		
27 = 13 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2		-82		

Nota: Ajustamentos com sinal negativo (-) são valores a receber pela empresa. Ajustamentos com sinal positivo (+) são valores a devolver pela empresa.

NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 5-129 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2024 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 5-129 - Número médio de clientes

	2024	Tarifas 2024	Desvio (2024-Tarifas 2024)	
			Valor	%
Clientes MT	335	339	-4	-1,2%
Clientes BT	147 069	145 115	1 954	1,3%
TOTAL	147 404	145 455	1 950	1,3%

5.9.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2026 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2025, que, conforme previsto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho, na redação do Regulamento n.º 39/2025, de 9 de janeiro, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano sobre o qual é aplicada a taxa de remuneração final para 2025. O valor total a receber pela empresa decorre do acréscimo do valor médio dos ativos a remunerar e das amortizações do exercício. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2026 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-130.

Quadro 5-130 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2025	2025 em 2025	Tarifas 2026
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	69	81	
2	Valor médio dos ativos fixos	350	383	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,53%	5,51%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	89	102	
B= A (Tarifas 2025) - A (2025 em 2025)	Ajustamento sem juros			-13
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			2,668%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-13
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	624	726	
2	Valor médio dos ativos fixos	3 147	3 449	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,53%	5,51%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	798	916	
B= A (Tarifas 2025) - A (2025 em 2025)	Ajustamento sem juros			-118
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			2,668%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-121

5.9.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da empresa responsável pela rede elétrica na RAM para 2026 é apresentado no Quadro 5-131. É igualmente apresentado o nível de proveitos constante das tarifas para 2025.

Quadro 5-131 - Proveitos permitidos da EEM

	Tarifas 2025	Tarifas 2026	Unidade: 10 ³ EUR	
			(1)	(2)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	175 818	177 461		0,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	51 483	54 635		6,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 116	6 562		7,3%
Proveitos permitidos da EEM	233 417	238 659		2,2%

Os proveitos permitidos da EEM para 2026 apresentam um pequeno acréscimo face aos valores de 2025. Em termos absolutos, esta variação resulta do efeito conjugado da redução ocorrida ao nível de proveitos da atividade da AGS, devido ao decréscimo da aquisição de energia e dos custos previstos com combustíveis, e do acréscimo dos proveitos das atividades de DEE, devido ao crescimento do CAPEX e dos gastos com rendas de concessão, em 2026. A atividade de CEE, embora menos significativamente, também apresenta um acréscimo.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos de 2026 da EEM mantêm-se praticamente ao mesmo nível dos valores de 2025, resultante do efeito conjugado da redução dos proveitos da AGS e dos acréscimos ao nível das atividades de DEE e CEE.

Quadro 5-132 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

	Unidade: 10 ³ EUR	Tarifas 2025	Tarifas 2026	Variação (%)
		(1)	(2)	$(3) = [(2) - ((1) / [(1)])]$
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema		182 760	178 576	-2,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica		52 211	55 962	7,2%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica		5 883	6 480	10,2%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)		240 854	241 018	0,1%

5.9.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 5-133 apresenta-se o sobrecusto por atividade da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativo ao ano de 2024.

Quadro 5-133 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2024

			Unidade: 10 ³ EUR		
			Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Jun2024)	2024
A = 1 - 2	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema		142 983	135 225	136 036
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema		262 251	251 737	258 036
2	Proveitos previstos/obtidos por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM		119 269	116 512	121 999
B = 3 - 4	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica		25 619	25 619	23 606
3	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica		52 831	52 831	51 651
4	Proveitos previstos/obtidos por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM		27 212	27 212	28 045
C = 5 - 6	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica		1 550	1 550	1 656
5	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica		6 000	6 000	6 160
6	Proveitos previstos/obtidos por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM		4 450	4 450	4 504
D = A + B + C	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS		170 152	162 394	161 298

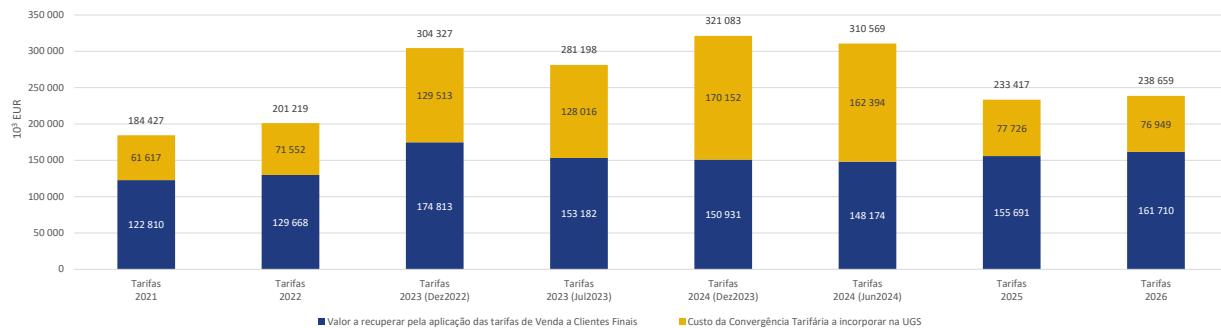
No Quadro 5-134 é apresentado o sobrecusto por atividade da empresa responsável pela rede elétrica na RAM para 2026.

Quadro 5-134 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2026

			Unidade: 10 ³ EUR	
			Tarifas 2025	Tarifas 2026
A = 1 - 2	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema		55 202	54 918
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema		175 818	177 461
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM		120 616	122 543
B = 3 - 4	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica		22 973	22 904
3	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica		51 483	54 635
4	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM		28 510	31 732
C = 5 - 6	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica		-449	-873
5	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica		6 116	6 562
6	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM		6 565	7 435
D = A + B + C	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS		77 726	76 949

A Figura 5-27 apresenta a evolução os proveitos permitidos da EEM previstos para cada ano.

Figura 5-27 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas registou em 2023 e 2024 um substancial acréscimo relativamente ao valor dos anos anteriores, sendo em 2024 o mais elevado da série histórica observada. Em 2026 os custos com a convergência tarifária baixam ligeiramente, relativamente ao valor registrado em 2025. Este comportamento é explicado essencialmente pela volatilidade dos custos com combustíveis, CO₂ e aquisição de energia, na atividade da AGS, que após terem registado valores elevados em 2023 e em 2024, desceram em 2025, prevendo-se que estabilizem em 2026.

6 ANÁLISES COMPLEMENTARES

6.1 AÇÕES DE FISCALIZAÇÃO DESENVOLVIDAS

As decisões regulatórias de cariz económico são, essencialmente, suportadas em análises das políticas de financiamento, dos investimentos e dos custos operacionais incorridos pelas empresas reguladas. Para este efeito, estas análises necessitam de ser sustentadas em conhecimentos detalhados sobre as operações realizadas por estas empresas. O reporte económico e financeiro efetuado à ERSE tem um papel crucial neste processo e decorre dos procedimentos adotados pelas empresas reguladas para o reconhecimento dos ativos, passivos, gastos e rendimentos. Estes procedimentos são determinados por normativos contabilísticos nacionais e internacionais, sempre que não exista determinações específicas definidas pela ERSE. Sem prejuízo de este normativo procurar garantir uma harmonização no processo de reconhecimentos dos elementos económicos e financeiras supramencionados, subsiste, para as empresas, alguma discricionariedade de opções ao nível do reconhecimento dos ativos, passivos, gastos e rendimentos das respetivas atividades.

Neste contexto, acresce ainda, tal como referido pela ERSE em anteriores documentos, a complexidade das estruturas empresariais e organizacionais funcionais das empresas que desenvolvem as atividades reguladas decorrer, por um lado, da sua inserção em grupos económicos e, por outro, de diferentes opções em termos de alocação dos seus recursos.

Assim, a complexidade associada ao processo de reconhecimento e de reporte económico obriga a ERSE a recorrer a elementos e processos adicionais de recolha de informação para obter um conhecimento mais detalhado das atividades reguladas, para além do reporte periódico efetuado pelas empresas para efeitos regulatórios. Este conhecimento, tal como anteriormente referido, é essencial para o acompanhamento e monitorização do desempenho económico e financeiro das empresas reguladas e uma peça fundamental no cumprimento das atribuições da ERSE, enquanto regulador setorial.

Neste contexto, em 2025, tal como previsto no regulamento tarifário em vigor, a ERSE desenvolveu procedimentos complementares com vista a obter uma avaliação e informação detalhada em áreas de grande relevância económica para as empresas que desenvolvem as atividades reguladas. Especificamente:

- no âmbito das operações intragrupos;

- no âmbito da avaliação dos procedimentos de capitalização de gastos nos investimentos, em particular, dos investimentos desenvolvidos pelas próprias entidades;
- no âmbito da avaliação do equilíbrio económico e financeiro das atividades dos setores regulados exercidos em regime de serviço público, quando geridas de forma adequada e eficiente.

De seguida, elencam-se as atividades desenvolvidas no contexto destas três áreas.

OPERAÇÕES INTRAGRUPO

Recorda-se que o *unbundling* das atividades do Sistema Elétrico Nacional (SEN) acompanhado da liberalização dos mercados grossista e retalhista de energia elétrica tiveram, naturalmente, reflexo na organização empresarial do SEN. Em particular, observou-se um crescimento do número de operadores ao longo da cadeia de valor do SEN e o surgimento de novas atividades.

Adicionalmente, tal como anteriormente referido, as empresas sujeitas ao Regulamento Tarifário do setor elétrico tendem a estar integrados em grupos económicos de elevada dimensão e importância económica e a incluir na sua estrutura de negócio atividades não reguladas. Acresce estes grupos têm vindo a desenvolver processos de reestruturação, que têm conduzido à criação de empresas que desenvolvem atividades de suporte.

Estes procedimentos de gestão criam um intrincado sistema de relações e operações entre as empresas reguladas e empresas não reguladas pertencentes ao mesmo grupo, potenciando a existência de subsidiações cruzadas entre essas atividades em desfavor dos consumidores.

Neste contexto da monitorização das operações intragrupe, destaca-se, em 2025, a finalização da auditoria às operações intragrupe das empresas reguladas do Grupo REN, cujas conclusões evidenciam algumas situações críticas ao nível dos procedimentos de *pricing*. Estas conclusões levaram, igualmente, a ERSE a induzir a REN a implementar, durante o ano de 2026, um conjunto de recomendações apresentadas pelo auditor externo.

PROCEDIMENTOS DE CAPITALIZAÇÃO DE ENCARGOS DE ESTRUTURA E GESTÃO

Nas empresas reguladas, em particular as que operam as infraestruturas dos dois setores energéticos (eletricidade e gás), a componente dos investimentos assume uma elevada materialidade e criticidade decorrente da natureza destas atividades requerem, para a sua operação, a existência de um conjunto de

equipamentos e instalações físicas (isto é, ativos). Neste contexto, acresce a complexidade associada às diferentes componentes do custo destes investimentos ou ativos por decorrerem dos desenvolvimentos ou recursos internos, isto é, predominantemente, serem os próprios operadores a desenvolverem ou construírem as infraestruturas.

Os custos totais do investimento incluem, além dos custos primários (custo direto de aquisição dos ativos a terceiros e, por esta razão, facilmente determináveis), uma relevante componente de custos designada de “custos de estrutura, gestão e financeiros”. Esta componente de custos decorre da imputação (normalmente designada de “processo de capitalização de custos”) ao valor do investimento de custos internos da empresa, designadamente, os custos com trabalhadores que colaboram no planeamento, contratação e execução dos investimentos, bem como, os serviços subcontratados para estes fins. Ao contrário dos custos primários, a definição dos custos de estrutura e gestão apresenta uma maior discricionariedade por depender de critérios definidos por cada uma das empresas em resultado das políticas específicas de capitalização destes custos.

A materialidade e criticidade desde processo levou a ERSE a introduzir nos Regulamentos Tarifários do setor elétrico e do gás o “Princípio de racionalização dos custos financeiros, de estrutura e de gestão incorporados no ativo remunerado”. Face ao exposto, a ERSE identificou a necessidade de obter conhecimentos detalhados sobre os encargos ou custos de estrutura, gestão e financeiros, por forma a compreender a razoabilidade e a racionalidade dos mesmos. Para cumprimentos dos objetivos supra indicados, a ERSE finalizou, em 2025, as ações de fiscalização, iniciadas em 2024, às duas empresas que operam as infraestruturas de transporte e de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental.

No caso da E-REDES, a ERSE concluiu que o procedimento de capitalização de custos está fortemente sustentado na estrutura organizativa da empresa, em particular, nas suas diferentes unidades orgânicas que dão origem a centros de custos, cujos gastos são alocados aos ativos. A criticidade deste procedimento ocorre na identificação das atividades que contribuem de forma direta para o desenvolvimento dos ativos e na definição da respetiva proporção dessas atividades nos investimentos.

No caso da REN, a ERSE concluiu que o procedimento de capitalização está fortemente suportado num processo de segmentação dos custos em duas categorias: i) encargos de estrutura relacionados com os serviços e funções de suporte e corporativos e, ii) encargos de gestão relacionados com os custos de funcionamento afetos às atividades de gestão e execução de cada tipologia de investimento que decorrem das funções desempenhadas pelas empresas de serviços partilhados do Grupo REN. A criticidade deste procedimento ocorre ao nível da natureza dos gastos capitalizados, em particular, no segmento dos custos

de estrutura e na fundamentação da relação direta atribuída a algumas atividades com o desenvolvimento dos ativos.

A ERSE desenvolveu igualmente atividades de avaliação da implementação das recomendações apresentadas nos relatórios de auditoria complementares e das conclusões das ações de fiscalização realizadas nos últimos anos.

ANÁLISE E AVALIAÇÃO DA ESTRUTURA E NATUREZA DE GASTOS INCORRIDOS EM ATIVIDADES REGULADAS

No ano de 2025 conclui-se a ação de fiscalização à unidade OLMC (U-OLMC) da ADENE cujo principal objetivo é a avaliação e análise da estrutura e natureza dos custos incorridos. O trabalho efetuado centrou-se em: (i) natureza, evolução e critérios de repartição dos custos, e (ii) evolução da atividade e perspetivas futuras. Findo os trabalhos, a ERSE considerou haver a necessidade do U-OLMC suportar melhor as suas decisões no que respeita aos custos a incorrer e ao critério de repartição dos mesmos entre SE e SG.

Foi, igualmente, concluída a ação de fiscalização à atividade do Gestor Integrado de Garantias (GIG) atribuída ao OMIP, S.A. Para além de obter um maior conhecimento da atividade do GIG e sobre os termos e condições em que essa atividade é desenvolvida, o objetivo desta ação de fiscalização prendeu-se com o cumprimento das obrigações atribuídas à ERSE pela legislação em vigor. Em concreto, a Diretiva n.º 7/2021, de 15 de abril, mais precisamente o Artigo 19.º, determina que, para efeitos da remuneração a que tem direito no desempenho da sua função, o GIG remete à ERSE as contas auditadas da respetiva atividade, até 31 de maio de cada ano. Esta Diretiva determina ainda que os custos eficientes são definidos pela ERSE e o diferencial entre estes e os custos faturados é acrescido ou deduzido aos custos a repercutir nas entidades do SEN e do SNG.

A conclusões obtidas com a concretização desta ação, levaram a ERSE a apresentar um conjunto de recomendações, em síntese: i) melhoria nos detalhes informativos nos elementos de reporte; ii) melhoria dos procedimentos e do suporte da prestação de serviços intragrupo; iii) avaliação interna dos recursos utilizados para o desenvolvimento da atividade e iv) melhoria dos procedimentos de controlo interno. Esta ação permitiu, igualmente, definir o nível de gastos eficientes, até ao ano de 2023 e, por esta via, apurar o saldo do passivo regulatório, bem como, definir os procedimentos subsequentes à regularização deste passivo.

6.2 CONTRAPARTIDA AOS MUNICÍPIOS DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016, veio alterar o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, e consagrou, para os municípios das Regiões Autónomas, o direito de receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, revogou o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto. No entanto, o mencionado direito mantém-se nos termos do artigo 268.º do Diploma vigente. Esta contrapartida é devida pela concessionária ou pela entidade que explora a atividade de distribuição de eletricidade em baixa tensão nas Regiões Autónomas, e deve ser calculada e tratada de modo equivalente ao previsto para os municípios localizados em Portugal continental¹³⁴. Registe-se que a aplicação é feita apenas a partir de 2016, inclusive, em cumprimento da Lei.

Importa, pois clarificar a metodologia de cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) aos municípios das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A metodologia aplicável ao cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida aos municípios de cada região autónoma tem por base um valor de referência para o ano de 2007 para cada município, garantindo, simultaneamente, que o somatório dos valores de referência para todos os municípios para 2007 seja igual a 7,5% das receitas das vendas de energia elétrica em BT, e que o valor de referência para cada município decorre de um fator diferenciado por classes de municípios e que depende da densidade de clientes¹³⁵ (clientes/km²). O montante anual da contrapartida devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica é atualizado, partindo do valor de referência, em conformidade com o índice de preços no consumidor e com o consumo de eletricidade em BT no município.

O valor de referência resulta da aplicação da seguinte fórmula:

$$r_{ref2007}^m = (\tilde{t}_{BTN2006}^m \times C_{BTN2006}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times C_{BTE2006}^m + \tilde{t}_{IP2006}^m \times C_{IP2006}^m) \times f_{RAn2007}^m$$

¹³⁴ O regime jurídico que estabelece os termos do cálculo e pagamento de uma renda devida pela exploração da concessão de distribuição de eletricidade em Baixa Tensão (BT) pela respetiva concessionária aos municípios do território de Portugal continental foi aprovado pelo Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro.

¹³⁵ A tabela de fatores de densidade resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007.

em que:

$r_{ref2007}^m$	Valor de referência da contrapartida anual para município m, no ano de 2007
$\tilde{t}_{BTN2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTN, cobrado em 2006 no município m
$C_{BTN2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m
$\tilde{t}_{BTE2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTE, cobrado em 2006 no município m
$C_{BTE2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m.
\tilde{t}_{IP2006}^m	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais de iluminação pública na região autónoma, cobrado em 2006 no município m.
C_{IP2006}^m	Consumo de energia ativa dos fornecimentos para iluminação pública em 2006 no município m.
$f_{RAn2007}^m$	Fator de densidade aplicado ao consumo de baixa tensão, calculado com base na tabela de fatores de densidade e ajustado para que o fator de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios da região autónoma RAn, seja igual a 7,5 %.

A tabela de fatores de densidade referida a propósito de $f_{RAn2007}^m$ resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007, e é a seguinte:

Classe de densidade (d)	Valor percentual do fator de densidade a aplicar
$d < 15 \text{ clientes/km}^2$	14,40
$15 \leq d < 40 \text{ clientes/km}^2$	13,20
$40 \leq d < 125 \text{ clientes/km}^2$	9,60
$125 \leq d < 400 \text{ clientes/km}^2$	6,00
$d > 400 \text{ clientes/km}^2$	4,80

A contrapartida ou remuneração anual é considerada nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT após celebração, entre os municípios das Regiões Autónomas e a concessionária ou entidade que explora a rede de distribuição em BT, de contrato ou de qualquer outro instrumento jurídico de igual eficácia que contenha a informação necessária para o cálculo do valor, nomeadamente o fornecimento de

energia elétrica em baixa tensão verificado em 2006 em cada município das Regiões Autónomas, os termos e condições do pagamento da contrapartida ou remuneração anual ao município em causa, bem como o valor de referência apurado.

Os valores da contrapartida ou da remuneração anual referente a 2024 a considerar em tarifas de 2026, nos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, têm por base a informação recebida da EDA e da EEM, posteriormente validada pela ERSE.

Para o apuramento dos montantes relativos às Rendas de Concessão, o valor do Índice de Preços no Consumidor (IPC) de t-3 considerado em t-2 é calculado de acordo com a taxa de variação média dos últimos 12 meses nacional publicado pelo INE (à segunda casa decimal) e corresponde a 4,30%. Similarmente, no apuramento do valor de t são também utilizadas previsões arredondadas às centésimas. Neste caso considerou-se o IPC de 2,22% correspondente à previsão para 2025.

7 INFORMAÇÃO RECEBIDA

Para a determinação dos proveitos permitidos, as empresas reguladas do Setor Elétrico têm obrigações ao nível da prestação de informação, que se encontram estipuladas nas secções II a X e secção XIII do capítulo VI do RT em vigor.

Sublinhe-se que a legislação em vigor, nomeadamente o disposto na alínea bb) do n.º 3 do artigo 136.º, na alínea g) do n.º 3 do artigo 140.º, na alínea b) do n.º 3 do artigo 150.º e no n.º 1 do artigo 271.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, é clara no que respeita à obrigação dos agentes em fornecer toda a informação para fins regulatórios.

De acordo com a Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o Regime Sancionatório do Setor Energético, a falta de colaboração ou de prestação de informação solicitada pela ERSE no exercício das suas funções e a que os agentes estejam obrigados nos termos da lei ou dos regulamentos em vigor constitui contraordenação muito grave punível com coimas.

Assim, de acordo com o RT em vigor, a informação a disponibilizar deverá conter:

- valores dos ativos imobilizados, amortizações e comparticipações ao investimento, desagregados por atividades quando aplicável;
- valores previsionais dos investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados por atividades, quando aplicável;
- balanços de energia elétrica;
- balanços da atividade, reais, estimados e previstos;
- demonstrações dos resultados por atividade, reais, estimadas e previstas;
- detalhe de custos associados a cada atividade;
- taxas de inflação utilizadas nas projeções efetuadas pelas empresas;
- chaves de repartição dos custos comuns entre atividades, quando aplicável;
- chaves de repartição dos imobilizados e investimentos em áreas comuns entre atividades, quando aplicável;
- relatório com a justificação e discriminação dos critérios subjacentes à elaboração da informação disponibilizada;

- caracterização física dos investimentos efetuados e previstos;
- relatório de auditoria com a certificação das contas reguladas para o ano t-2, evidenciando as diferenças entre as contas estatutárias e as contas reguladas.

Relativamente à receção da informação para a determinação dos proveitos permitidos para o ano de 2026 e dos ajustamentos dos anos 2024 (t-2) e 2025 (t-1), destacam-se as seguintes ocorrências:

- a informação enviada à ERSE de uma forma genérica corresponde ao solicitado nos termos do RT;
- os prazos de envio de informação estabelecidos regulamentarmente foram, na generalidade, respeitados pelas empresas, sempre que controlável;
- a informação financeira e física disponibilizada em suporte digital, de uma forma geral encontrava-se preenchida corretamente. Nos casos em que houve necessidade de algum pedido de esclarecimento solicitado pela ERSE, as empresas responderam às questões com a informação entendida necessária para efeitos regulatórios. No entanto, registe-se que nem sempre ocorreu o cumprimento da [Instrução n.º 4/2023](#) relativa à certificação, pelos auditores externos, da informação complementar ao procedimento tarifário. Nestes casos, encontram-se a REN, a SU Eletricidade e a EDA.
- as auditorias de uma forma global corresponderam às necessidades regulatórias.

Realça-se que o RT refere a necessidade de prestação de informação por parte das empresas, procurando uma maior transparência na informação económica, por forma a diminuir o risco de subsidiação das atividades não reguladas das empresas, através das suas atividades reguladas. Assim, é importante que as empresas prestem ao regulador toda a informação prevista regulamentarmente nos prazos definidos para o efeito.

ANEXO I - FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, estabelece, por alteração do Decreto Lei n.º 15/2022 de 14 de janeiro, o modelo de financiamento da tarifa social, de eletricidade, abrangendo, como agentes financiadores, os produtores, os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função de consumo. Determina ainda que a ERSE promova a realização de consultas públicas destinadas ao apuramento da repartição do financiamento da tarifa social, incluindo os ajustamentos relativos a exercícios anteriores, com o objetivo de assegurar a transparência e a participação dos agentes intervenientes no processo.

A ERSE colocou em consulta pública¹³⁶, entre os dias 5 de novembro e 5 de dezembro de 2025, a proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social respeitantes ao ano de 2026 e ajustamentos de 2025 e de 2024, de acordo com o artigo 199.º-D do Decreto-Lei n.º 15/2022, na sua redação atual. Deste modo, os agentes financiadores da tarifa social e outros interessados puderam pronunciar-se atempadamente. Finalmente, a decisão a tomar pela ERSE será concretizada com a publicação da Diretiva a breve trecho, com divulgação do relatório da respetiva consulta pública. Para 2026 foi estabelecido um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis, conforme Despacho n.º 12372/2025, de 21 de outubro.

No quadro seguinte resumem-se os valores previsionais de 2026 e ajustamentos de 2024 e 2025 dos custos com a aplicação da tarifa social, no Continente e nas Regiões Autónomas, assim como o montante global a transferir pelos agentes financiadores para o sistema em 2026 de 149,3 milhões de euros.

¹³⁶ [Consulta Pública n.º 136 - Proposta de repartição do financiamento dos custos com a tarifa social para 2026 e ajustamentos de anos anteriores](#)

Quadro I - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2026 e ajustamentos de 2024 e 2025

Unidade: 10³ EUR

	Continente	RAA	RAM	Total
Custos Previsionais 2026 (1)	129 972	3 356	3 478	136 806
Ajustamentos 2025 (2)	15 062	-91	49	15 020
Ajustamentos 2024 (3)	-2 429	-27	-78	-2 534
Total (1) + (2) + (3)	142 606	3 239	3 448	149 292

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir da REN para os ORD.

ANEXO II – NOTA METODOLÓGICA – PARTILHA DE GANHOS OU DE PERDAS NAS OPERAÇÕES DE CESSÃO DE DÍVIDA TARIFÁRIA

CÁLCULO DO VALOR EM DÍVIDA PARA EFEITOS DE CÁLCULO DA PARTILHA DE GANHOS OU PERDAS NAS OPERAÇÕES DE CESSÃO DE DÍVIDA TARIFÁRIA, NOS TERMOS DO ARTIGO 3.º DA PORTARIA N.º 300/2023, DE 4 DE OUTUBRO

A Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, procede à definição da metodologia de cálculo da taxa de remuneração a aplicar à transferência intertemporal de proveitos permitidos referentes aos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG). Nos termos do artigo 3.º da referida portaria haverá partilha de ganhos ou perdas, no caso de ocorrer a cessão do direito ao recebimento dos valores a que se refere o n.º 1 do artigo anterior, nos termos previstos no artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, e o valor líquido recebido pela empresa afetada pelo diferimento intertemporal na operação dessa cessão for diferente do valor dos montantes diferidos que se encontrem em dívida à data da respetiva cessão.

A presente nota técnica procede à definição da metodologia de cálculo do valor dos montantes diferidos que se encontrem em dívida à data da respetiva cessão, para efeitos do cálculo do valor da partilha de ganhos ou perdas, no caso de ocorrer a cessão de dívida tarifária. Neste sentido:

1. Todas as transferências intertemporais de fluxos de tesouraria (isto é, todas as operações de atualização e de capitalização) são realizadas à taxa de remuneração anual, r , definida na portaria do membro do Governo responsável pela área da energia prevista no n.º 10 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual.
2. Todos os fluxos de tesouraria mensais são atualizados (ou capitalizados) a uma taxa de remuneração mensal, r_m , igual a $r_m = (1+r)^{1/12} - 1$, sendo r a taxa anual definida na Portaria anteriormente referida, sendo, por conseguinte, assumida uma frequência de capitalização mensal.
3. O número de anos de diferimento é i , que corresponde ao número de anos do diferimento dos proveitos permitidos do ano t .
4. O número total de mensalidade é $M = i \times 12$.
5. A presente metodologia assume o pagamento/transferência de cada mensalidade no dia d do mês seguinte a que diz respeito.

6. Ocorrendo os pagamentos no dia d de cada mês, o factor de actualização por um período de d dias, FA_d , é igual a:

$$FA_d = \left(\frac{1}{1+r_m} \right)^{d/30}$$

7. O fator de anuidade aplicado a um fluxo de tesouraria periódico de 1 euro, pago ao longo de N períodos, com uma taxa de atualização periódica de r_m , é dado pela fórmula:

$$ar_{m,N} = \frac{1 - \frac{1}{(1+r_m)^N}}{r_m}$$

8. O montante dos proveitos totais a recuperar referentes ao ano t é $ProveitosRecuperar_t$
9. O montante recuperado dos proveitos no ano t é $ProveitosRecuperados_t$
10. O montante não recuperado dos proveitos no ano t é $ProveitosNaoRecuperados_t$
11. O valor da dívida ao AUR resultante do diferimento dos proveitos permitidos, estimado a 1 de janeiro de $t+1$ é:

$$ValorDivida_{1Janeiro\ t+1} = \left(\frac{ProveitosRecuperar_t}{12} - \frac{ProveitosRecuperados_t}{12} \right) \times ar_{m,N} \times FA_d \times (1+r_m)^{12}$$

12. A mensalidade a considerar a partir de $t + 1$, ao dia d do mês seguinte a que diz respeito, é:

$$Mensalidade_{t+1} = \frac{ValorDivida_{1Janeiro\ t+1}}{(ar_{m,M-12}) \times FA_d}$$

13. O valor do saldo em dívida no início do mês t do período de diferimento (mês $m=0,1,2,\dots,M$) é apurado da seguinte forma:

Para $m=0$ (1 de janeiro de t):

$$\begin{aligned} SaldoDivida_{mes\ 0} &= \frac{ProveitosRecuperados_t}{12} \times ar_{m,12} \times FA_d + Mensalidade_{t+1} \times (ar_{m,M-12}) \times \\ &\quad \times FA_d \times \left(\frac{1}{(1+r_m)} \right)^{12} \end{aligned}$$

Para m=1, 2,..., 12:

$$\text{SaldoDivida}_{\text{mes } m} = \frac{\text{ProveitosRecuperados}_t}{12} \times FA_d + \frac{\text{ProveitosRecuperados}_t}{12} \times (ar_m, 12-m) \times \\ FA_d + \text{Mensalidade}_{t+1} \times (ar_m, M-12) \times FA_d \times \left(\frac{1}{(1+r_m)} \right)^{(12-m)}$$

Para m=13, 24,..., M:

$$\text{SaldoDivida}_{\text{mes } m} = \text{Mensalidade}_{t+1} \times FA_d + \text{Mensalidade}_{t+1} \times (ar_m, M-m) \times FA_d$$

14. O saldo em dívida de cada operação é calculado tendo em conta a proporção das mensalidades cedidas, igual para todos os meses, ao longo do período do diferimento.
15. O valor em dívida à data da operação é calculado com o fator de atualização $FA_d = \left(\frac{1}{1+r_m} \right)^{d/30}$, para o caso de cálculo de atualização, ou com o fator de capitalização $FC_d = (1+r_m)^{d/30}$, partindo do saldo em dívida no dia 1 do mês correspondente às mensalidades não pagas, sendo d o número de dias já decorridos, ou por decorrer, para cada operação.
16. Aos valores da partilha de ganhos ou de perdas a repercutir nas tarifas de anos seguintes, são aplicados os respetivos juros de ajustamentos, calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.