

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS
PARA 2025 DAS EMPRESAS REGULADAS
DO SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2024

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.....	29
4	SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2025.....	39
4.1	Proveitos a recuperar.....	39
4.2	Síntese dos ajustamentos de 2023 e de 2024.....	40
4.2.1	Ajustamentos de 2023.....	41
4.2.2	Ajustamentos provisórios de 2024.....	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.....	51
5.1.2	Ajustamentos.....	55
5.1.2.1	Ajustamento em 2023 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.....	55
5.1.2.2	Ajustamento provisório em 2024 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.....	61
5.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT.....	65
5.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema.....	68
5.2.1.1	Proveitos permitidos.....	70
5.2.1.2	Ajustamentos.....	83
5.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	93
5.2.2.1	Proveitos permitidos.....	95
5.2.2.2	Ajustamentos.....	100
5.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador e Agregador.....	109
5.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição.....	111
5.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	112
5.4.1.1	Proveitos permitidos.....	112
5.4.1.2	Ajustamentos.....	126
5.4.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	130
5.4.2.1	Proveitos permitidos.....	132
5.4.2.2	Ajustamentos.....	136
5.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso.....	154
5.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes.....	154
5.5.1.1	Proveitos permitidos.....	155
5.5.1.2	Ajustamentos.....	157
5.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	162

5.5.2.1	Proveitos permitidos	162
5.5.3	Atividade de Comercialização	163
5.5.3.1	Proveitos permitidos	164
5.5.3.2	Ajustamentos	167
5.6	Atividades desenvolvidas pelo agregador de último recurso	171
5.6.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores com remuneração garantida	172
5.6.1.1	Proveitos permitidos	173
5.6.1.2	Ajustamentos	191
5.6.2	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a produtores renováveis em mercado e de excedentes de autoconsumo	201
5.6.2.1	Proveitos permitidos	202
5.6.2.2	Ajustamentos	204
5.7	Atividades desenvolvidas pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores	207
5.7.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	208
5.7.1.1	Proveitos permitidos	208
5.7.1.2	Ajustamentos	217
5.7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	228
5.7.2.1	Proveitos permitidos	229
5.7.2.2	Ajustamentos	231
5.7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	236
5.7.3.1	Proveitos permitidos	237
5.7.3.2	Ajustamentos	239
5.7.4	Proveitos Permitidos à EDA	243
5.7.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores	244
5.8	Atividades desenvolvidas pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira	246
5.8.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	246
5.8.1.1	Proveitos permitidos	247
5.8.1.2	Ajustamentos	256
5.8.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	266
5.8.2.1	Proveitos permitidos	266
5.8.2.2	Ajustamentos	268
5.8.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	274
5.8.3.1	Proveitos permitidos	274
5.8.3.2	Ajustamentos	276
5.8.4	Proveitos Permitidos à EEM	279
5.8.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira	280
6	ANÁLISES COMPLEMENTARES	283
6.1	Ações de fiscalização desenvolvidas	283
6.2	Custos de referência para o Comercializador de último recurso	285
6.2.1	Enquadramento	285

6.2.2	Análise dos resultados e a diversidade de perfis na atividade de Comercialização de energia.....	286
6.2.3	Matriz de custos médios de referência	290
6.3	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas.....	296
7	INFORMAÇÃO RECEBIDA	299
	ANEXO I - FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL.....	301
	ANEXO II – NOTA METODOLÓGICA – PARTILHA DE GANHOS OU DE PERDAS NAS OPERAÇÕES DE CESSÃO DE DÍVIDA TARIFÁRIA.....	303

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* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB*** em Portugal.....	14
Figura 3-4	- Taxas de inflação Portugal e Zona Euro	16
Figura 3-5	- Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal da Alemanha	18
Figura 3-6	- Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	19
Figura 3-7	- <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos.....	21
Figura 3-8	- Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e REN de curto prazo.....	22
Figura 3-9	- Evolução dos <i>Credit Default Swaps</i> da EDP a 1 ano	23
Figura 3-10	- Evolução do preço de energia elétrica <i>spot</i> em Portugal	30
Figura 3-11	- Evolução preço diário <i>Brent</i>	31
Figura 3-12	- Evolução preço diário do gás natural.....	32
Figura 3-13	- Evolução preço licenças de emissão CO ₂ (EUAs)	33
Figura 3-14	- Comparação média móvel a 3 meses dos preços do petróleo (Brent), do gás natural (TTF, MIBGAS) e das licenças de CO ₂ nos mercados <i>spot</i> (base 100).....	34
Figura 3-15	- Evolução da cotação dos futuros de energia elétrica para Portugal, de produtos para entrega no ano t	35
Figura 3-16	- Leilões com produtos para entrega no ano t-1.....	36
Figura 3-17	- Leilões com produtos para entrega no ano t.....	37
Figura 5-1	- Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português	59
Figura 5-2	- Desvio do <i>mark-up</i> da central da Turbogás previsto para 2023 face ao ocorrido	60
Figura 5-3	- Desvios em 2024 do <i>mark-up</i> da central da Turbogás.....	64
Figura 5-4	- Desvios estimados para 2024 das quantidades produzidas pela central da Turbogás	65

Figura 5-5 - Compensação entre operadores da rede de transporte	103
Figura 5-6 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025	144
Figura 5-7 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada.....	145
Figura 5-8 - Evolução das perdas e parâmetros do incentivo à redução de perdas.....	145
Figura 5-9 – Componente 3 do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	146
Figura 5-10 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	148
Figura 5-11 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	149
Figura 5-12- Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2023	151
Figura 5-13 - Evolução do indicador SAIDI MT 5%	152
Figura 5-14 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	153
Figura 5-15 – Preços do gás natural TTF em 2023	160
Figura 5-16 - Evolução da produção por tecnologia de produção com remuneração garantida.....	177
Figura 5-17 - Evolução do custo unitário por tecnologia de produção com remuneração garantida...179	
Figura 5-18 - Peso de cada tecnologia no custo total da produção com remuneração garantida.....	180
Figura 5-19 – Decomposição do ajustamento de 2023 do diferencial de custo PRE entre efeitos anteriores e posteriores às tarifas excecionais de 2024	196
Figura 5-20 – Decomposição do ajustamento de 2024 do diferencial de custo PRG entre efeitos anteriores e posteriores às tarifas excecionais de 2024	199
Figura 5-21 - Evolução da potência instalada e da produção adquirida pelo AUR aos PREAC.....	203
Figura 5-22 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA, sem custos com licenças de emissão de CO ₂ (EUR/MWh).....	210
Figura 5-23 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	211
Figura 5-24 – Cotação das licenças de emissão de CO ₂ em mercado secundário (EEX), 2023	222
Figura 25 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAA, 2023	223
Figura 5-26 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2020 a 2025.....	246
Figura 5-27 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (EUR/MWh).....	250
Figura 5-28 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	251
Figura 5-29 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAM, 2023.....	262
Figura 5-30 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM.....	282
Figura 6-1 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	288
Figura 6-2 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 1 > 2 000 000 clientes	291
Figura 6-3 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 2 > 350 000 clientes	292

Figura 6-4 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 3 > 80 000 clientes	293
Figura 6-5 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 4 < 80 000 clientes	294

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 3-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2023 e previsões para 2024 e 2025	14
Quadro 3-2 - Previsões para o deflator do PIB.....	25
Quadro 3-3 - Previsões das empresas para o deflator do PIB.....	26
Quadro 3-4 – Evolução do deflator.....	27
Quadro 3-5 - Taxas de remuneração para 2023, 2024 e 2025	27
Quadro 3-6 - Taxas de juro e <i>spreads</i>	29
Quadro 3-7 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t-1*.....	36
Quadro 3-8 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t*	37
Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	38
Quadro 4-1 - Proveitos em 2025 por atividade no Continente.....	39
Quadro 4-2 - Proveitos em 2025 por atividade nas Regiões Autónomas	40
Quadro 4-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2025, no Continente	42
Quadro 4-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2025, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas	44
Quadro 4-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2024 a refletir em 2025, no Continente	46
Quadro 4-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2024 a refletir em 2025, 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 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2025	53
Quadro 5-3 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2023	56
Quadro 5-4 - Desvios em 2023 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	57
Quadro 5-5 - Desvios em 2023 da produção das centrais com CAE.....	58
Quadro 5-6 - Desvios em 2023 do custo variável unitário de produção (sem CO ₂) das centrais com CAE.....	58
Quadro 5-7 - Desvios em 2023 dos encargos unitários com licenças de CO ₂ das centrais com CAE	58
Quadro 5-8 - Desvios em 2023 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE.....	59

Quadro 5-9 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2024.....	61
Quadro 5-10 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2024	62
Quadro 5-11 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2024	63
Quadro 5-12 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema	71
Quadro 5-13 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas	79
Quadro 5-14 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2023	84
Quadro 5-15 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	85
Quadro 5-16 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do <i>revenue cap</i> , não sujeito à aplicação de metas de eficiência	89
Quadro 5-17 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1	91
Quadro 5-18 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da GGS.....	92
Quadro 5-19 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	96
Quadro 5-20 - Custos de capital do projeto <i>Windfloat</i> e transferências do Fundo Ambiental	99
Quadro 5-21 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2023.....	101
Quadro 5-22- Evolução dos indutores de custos no TOTEX da TEE	102
Quadro 5-23 - Parâmetros a aplicar no mecanismo associado ao indicador Interligação em 2023	108
Quadro 5-24 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador.....	111
Quadro 5-25 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	114
Quadro 5-26 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2025.....	118
Quadro 5-27 – Valor global das medidas de contenção tarifária para 2025, com impacto na redução de CIEG (parcela II da tarifa de UGS).....	120
Quadro 5-28 – Cálculo do ajustamento provisório das medidas de contenção tarifária para 2024.....	120
Quadro 5-29 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	128
Quadro 5-30 - Ajustamento da Tarifa Social.....	129
Quadro 5-31 - Ajustamento da Tarifa Social	130
Quadro 5-32 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT	133
Quadro 5-33 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos.....	135
Quadro 5-34 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	137
Quadro 5-35- Evolução dos indutores de custos no TOTEX em AT/MT e BT	139
Quadro 5-36 – Outros Custos não Sujeitos a metas de Eficiência em 2022	141

Quadro 5-37 – Parâmetros da componente 1 em 2023	144
Quadro 5-38 - Parâmetros da componente 3 do incentivo em 2023	147
Quadro 5-39- Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2023..	150
Quadro 5-40 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2023.....	150
Quadro 5-41 - Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em vigor para 2023 ..	153
Quadro 5-42 - Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes	156
Quadro 5-43 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura	157
Quadro 5-44 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes	157
Quadro 5-45 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes	158
Quadro 5-46 - Custo médio previsto e real de aquisição de energia elétrica pelo CUR para o ano t-2.....	159
Quadro 5-47 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo.....	161
Quadro 5-48 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes	162
Quadro 5-49 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	163
Quadro 5-50 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	165
Quadro 5-51 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	169
Quadro 5-52 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da Comercialização em NT ..	170
Quadro 5-53 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da Comercialização em BTE.	170
Quadro 5-54 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da Comercialização em BTN	171
Quadro 5-55 – Proveitos permitidos e a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR	174
Quadro 5-56 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à produção com remuneração garantida.....	175
Quadro 5-57 - Previsões para o preço médio de venda da PRG	181
Quadro 5-58 - Montantes globais das operações de cessão de créditos do diferimento da PRG 2024	184
Quadro 5-59 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida referente a proveitos permitidos de 2025.....	190
Quadro 5-60 - Impacte nos proveitos permitidos de 2025 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG do ano 2025 e anos anteriores	191
Quadro 5-61 - Cálculo do ajustamento definitivo da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE do CUR	193
Quadro 5-62 – Desvios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRE.....	194

Quadro 5-63 – Valores das medidas de atenuação dos impactos dos custos com a PRE considerados no cálculo das tarifas de 2023 e no ajustamento de 2023 repercutido nas tarifas 2025	195
Quadro 5-64 - Cálculo do ajustamento provisório de 2024 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRG do AUR.....	197
Quadro 5-65 – Desvios provisórios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRG	198
Quadro 5-66 – Proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR.....	202
Quadro 5-67 – 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	204
Quadro 5-68 – Desvio definitivo de 2023 da atividade de facilitador de mercado repercutido nos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR	206
Quadro 5-69 - Cálculo do ajustamento provisório de 2024 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PREAC do AUR	207
Quadro 5-70 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA	209
Quadro 5-71 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA	210
Quadro 5-72 - Custo unitário dos combustíveis	211
Quadro 5-73 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2025.....	213
Quadro 5-74 - Determinação do preço de gásóleo implícito no cálculo das tarifas de 2025	214
Quadro 5-75 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis	215
Quadro 5-76 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente	215
Quadro 5-77 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	217
Quadro 5-78 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	218
Quadro 5-79 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA.....	219
Quadro 5-80 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados	220
Quadro 5-81 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais	220
Quadro 5-82 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	221
Quadro 5-83 - Determinação dos custos eficientes associados ao gásóleo e comparação com os custos reais	221
Quadro 5-84 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	224
Quadro 5-85 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	225
Quadro 5-86 - Ajustamento da tarifa social.....	227
Quadro 5-87 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	227

Quadro 5-88 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	228
Quadro 5-89 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	230
Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	232
Quadro 5-91 - Energia entregue pelas redes da distribuição	234
Quadro 5-92 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	234
Quadro 5-93 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	236
Quadro 5-94 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	238
Quadro 5-95 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	240
Quadro 5-96 - Número médio de clientes	241
Quadro 5-97 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	242
Quadro 5-98 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	243
Quadro 5-99 - Proveitos permitidos à EDA para 2025	244
Quadro 5-100 - Proveitos permitidos à EDA, para 2025, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1	244
Quadro 5-101 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2023.....	245
Quadro 5-102 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2025.....	245
Quadro 5-103 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	248
Quadro 5-104 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EEM.....	249
Quadro 5-105 - Custo unitário dos combustíveis	250
Quadro 5-106 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2025.....	251
Quadro 5-107 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2025.....	252
Quadro 5-108 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2025	252
Quadro 5-109 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis.....	253
Quadro 5-110 - Custos aceites com lubrificantes em 2025	253
Quadro 5-111 - Custo unitário da energia térmica adquirida à AIE	254
Quadro 5-112 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE)	254
Quadro 5-113 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	255
Quadro 5-114 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	257
Quadro 5-115 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM.....	258

Quadro 5-116 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores em regime especial (PRE).....	258
Quadro 5-117 - Aquisição de Energia Elétrica à PRE.....	259
Quadro 5-118 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2023 previstos e ocorridos ...	259
Quadro 5-119 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2023	260
Quadro 5-120 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2023	260
Quadro 5-121 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2023.....	261
Quadro 5-122 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	263
Quadro 5-123 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	264
Quadro 5-124 - Ajustamento da tarifa social.....	265
Quadro 5-125 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	265
Quadro 5-126 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	266
Quadro 5-127 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	267
Quadro 5-128 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	269
Quadro 5-129 - Energia entregue pelas redes de distribuição	271
Quadro 5-130 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	272
Quadro 5-131 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	274
Quadro 5-132 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM.....	275
Quadro 5-133 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	277
Quadro 5-134 - Número médio de clientes	278
Quadro 5-135 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	279
Quadro 5-136 - Proveitos permitidos da EEM	279
Quadro 5-137 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2.....	280
Quadro 5-138 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2023.....	281
Quadro 5-139 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2025.....	281
Quadro 6-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2023.....	286
Quadro 6-2- Análise Descritiva da Amostra – Empresas / Grupos Económicos – 2013 a 2023	287
Quadro 6-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão	288
Quadro 6-4 - Análise descritiva por setor de atividade.....	289
Quadro 6-5 - Análise descritiva por enquadramento regulatório	290

1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2025 e o valor provisório dos ajustamentos de 2024 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário em vigor (RT), aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho¹. Os ajustamentos definitivos do ano de 2023 foram calculados ao abrigo do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

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, por uma revisão regulamentar² que abrangeu a generalidade dos regulamentos publicados pela ERSE, nomeadamente o RT.

Esta revisão regulamentar introduziu algumas alterações nas metodologias de cálculo dos proveitos permitidos das atividades reguladas a partir do exercício tarifário de 2024, que se detalham, neste documento, nos capítulos respetivos. Destacam-se, pela sua relevância: (i) a introdução de um novo agente (Agregador de Último Recurso - AUR³) 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.

Mais recentemente, foi efetuada uma nova revisão do Regulamento Tarifário, enquadrada pela consulta pública n.º 123⁴, para se incorporarem os ajustamentos provisório e definitivo das medidas de contenção tarifária nos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, assim como clarificações pontuais da redação do articulado do RT.

¹ Conforme alterado pelo Conselho de Administração da ERSE a 16 de dezembro de 2024, cuja publicação se aguarda em Diário da República.

² Enquadrada pela [Consulta Pública n.º 113](#).

³ Detalhado no ponto 5.6.

⁴ [Consulta Pública n.º 123](#).

Importa relevar que a decisão tarifária para 2025 reflete, ainda, alguma da grande instabilidade nos preços das principais *commodities* e a nível macroeconómico, que marcou os últimos anos, em particular desde o eclodir da guerra da Ucrânia.

Essa instabilidade, que se refletiu numa elevada volatilidade dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, levou a revisões excepcionais das tarifas para os anos de 2022, 2023 e novamente em 2024. Com efeito, o cálculo de proveitos permitidos em que assentaram as tarifas para o ano 2023, realizado no final de 2022, foi efetuado numa perspetiva de preços de energia elétrica bastante elevados (segundo as cotações dos mercados de futuros). Contudo, ao longo do ano de 2023, os preços de energia elétrica reduziram-se substancialmente face ao cenário de preços considerado nesse exercício tarifário, o que motivou uma fixação excepcional das tarifas para 2023, de modo a atenuar o impacte dessa evolução de preços nos ajustamentos tarifários a devolver pelo sistema nas tarifas para 2024. No entanto, a aplicação das tarifas excepcionais fixadas em junho de 2023 apenas ao segundo semestre desse ano não permitiu recuperar uma parte substancial do desvio gerado pela diferença entre as estimativas de preços de energia elétrica utilizadas na definição de tarifas para 2023 em dezembro de 2022 e a evolução real desses preços ao longo do ano de 2023.

Por este motivo, os valores provisórios dos ajustamentos de 2023, a recuperar pelas tarifas em 2024 nas atividades relacionadas com a aquisição de energia com regimes de remuneração garantida ou bonificados, foram muito elevados, contribuindo para o aumento dos proveitos permitidos dessas atividades para 2024 e levando ao diferimento intertemporal de um montante significativo dos proveitos permitidos no exercício tarifário realizado em dezembro de 2023.

O cálculo de proveitos permitidos nesse exercício tarifário ainda foi efetuado numa perspetiva de preços de energia elétrica elevados e influenciado pelo contexto de incerteza decorrente de um conjunto de fatores externos conjunturais e estruturais. Ao longo do ano de 2024, os preços de energia elétrica reduziram-se face ao cenário de preços considerado nesse exercício tarifário, em dezembro de 2023, o que motivou novamente uma fixação excepcional das tarifas para 2024, de modo a atenuar o impacte dessa evolução de preços nos ajustamentos tarifários a devolver pelo sistema nas tarifas para 2025 e no conseqüente risco de criação de défice tarifário. Relativamente aos exercícios tarifários de 2023, o montante de ajustamentos provisórios que ficou por recuperar em tarifas de 2025 reduziu-se substancialmente. Acresce ainda a menor quantidade prevista de produção com remuneração garantida prevista para 2025, comparativamente a 2024, que sinaliza, de forma mais vincada, a tendência de

decrécimo das aquisições pelo AUR a estes produtores, por fim do prazo dos respetivos regimes de remuneração garantida.

Além do efeito positivo dessa redução dos ajustamentos provisórios e das quantidades da PRG, em 2025 os proveitos permitidos das atividades relacionadas com a aquisição de energia com regimes de remuneração garantida ou bonificados beneficiaram também de previsões de subida do preço de energia elétrica em 2025 nos mercados grossistas face aos valores médios ponderados de ambos os exercícios tarifários de 2024. O término do último CAE não cessado no primeiro trimestre de 2024 contribuiu igualmente para uma redução substancial dos proveitos a recuperar associados à gestão deste contrato, questão detalhada no ponto 5.1.

No entanto, a dimensão destes efeitos positivos face a tarifas de 2024 não foi suficiente para acomodar a ausência de medidas de contenção tarifária (MCT) de carácter extraordinário, provenientes do Fundo Ambiental ou do Orçamento do Estado, que passam de um valor de 566 milhões de euros em 2024, para zero em 2025. No cálculo dos proveitos permitidos para 2025, foram incorporadas as medidas de contenção tarifária consignadas por lei ao SEN, incluindo as indicadas no Despacho nº 12438/2024, de 21 de outubro, do Ministro de Estado e das Finanças e da Ministra do Ambiente e Energia. Estas receitas são utilizadas para mitigar o impacte dos custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG), dos quais se destacam, pelo seu peso, os associados à produção de eletricidade com remuneração garantida.

Este aumento de proveitos permitidos pelos motivos supra expostos tem um reflexo na estabilidade tarifária para 2025, o que conduz a ERSE a decidir aplicar, nos termos do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, a transferência intertemporal, pelo prazo de 4 anos, dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica a produtores com remuneração garantida, dado o seu peso nos CIEG.

Apesar disso, nas tarifas de 2025 recupera-se a trajetória de descida da dívida tarifária com um valor de 406 milhões de euros, apesar de uma transferência intertemporal de proveitos no valor de 274 milhões de euros, situação que permite que a dívida tarifária assuma no final do ano de 2025 o valor de 1 589 milhões de euros, preservando-se a perspetiva do seu fim em 2028. Assim, considera-se que a transferência intertemporal de proveitos permitidos nas tarifas para 2025 não refletirá uma menor sustentabilidade do setor elétrico a médio prazo.

Note-se, contudo, que, apesar de alguma estabilização do contexto macroeconómico e geopolítico face aos exercícios tarifários dos últimos três anos, se mantém alguma incerteza, decorrente sobretudo do acentuar do conflito no Médio Oriente, o que dificulta o exercício de previsão de evolução do preço de energia elétrica. Neste contexto, ao longo do próximo ano a ERSE manterá a monitorização contínua dos preços grossistas de eletricidade e das demais *commodities*, bem como do seu impacto nos consumidores e nas empresas reguladas, nomeadamente nas suas condições de financiamento e no seu equilíbrio económico-financeiro. Sempre que necessário, a ERSE aplicará os instrumentos regulamentares à sua disposição para ajustar as previsões do preço de energia elétrica às condições de mercado mais atuais, como seja o mecanismo de atualização trimestral da tarifa de energia ou a fixação excepcional de tarifas, ou através da introdução de novos mecanismos.

A análise da evolução prospetivada 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 2025».

Relativamente ao processo de cálculo dos proveitos, propriamente dito, que consta do presente documento, este assenta na previsão dos proveitos permitidos para esse ano, e no cálculo dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos dois anos anteriores. O cálculo e a análise dos fatores que justificam esses ajustamentos, relativos a 2023 e 2024, encontram-se neste documento ao nível de cada atividade regulada⁵.

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. O enquadramento macroeconómico e os principais pressupostos financeiros que suportam a definição dos proveitos permitidos para 2025 (como a taxa de remuneração dos ativos e o deflator do PIB aplicável nas metodologias de regulação por incentivos) são apresentados no capítulo 3.

Refira-se que, nas atividades em que os proveitos permitidos do ano de 2023 e de 2024 foram objeto de alteração nas revisões excecionais, os quadros e figuras apresentam os valores anuais calculados nesses exercícios e os valores calculados na fixação anual das tarifas publicadas em dezembro de cada ano. No

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.

ajustamento definitivo de 2023 e no ajustamento provisório de 2024 dessas atividades, a repercutir nas tarifas de 2025, tem-se como referência a média dos proveitos fixados nestes dois momentos, com as devidas ponderações relativamente ao mês a partir do qual se aplicou a fixação excecional das tarifas: (i) média simples para o ano de 2023 e (ii) média ponderada para o ano de 2024, considerando 5 meses do valor dos proveitos definidos em dezembro de 2023 e 7 meses dos proveitos definidos em maio de 2024.

Os proveitos permitidos 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 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.

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 2025, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período de regulação de 2022 a 2025⁷. Os principais fatores exógenos que condicionam os proveitos permitidos são a procura de energia elétrica, analisada no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2025», bem como os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas e o contexto macroeconómico, estes últimos apresentados no capítulo 3 deste documento. No exercício de definição dos proveitos permitidos, são igualmente avaliadas, à luz das metodologias e dos parâmetros regulatórios estabelecidos para cada atividade, as previsões das empresas para os seus custos de investimento e de exploração.

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

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.

⁷ Ver documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022-2025](#)».

No final do documento, 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.

Finalmente, a ERSE colocou em consulta pública ⁸, entre os dias 23 de outubro e 22 de novembro de 2024, a proposta da repartição do financiamento da tarifa social para 2025, o ajustamento provisório de 2024 e o ajustamento relativo ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023, de acordo com o artigo 199.º-D do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. Deste modo, os agentes financiadores da tarifa social e outros interessados puderam pronunciar-se atempadamente.

Na mesma consulta pública, foi apresentada a proposta do ajustamento definitivo relativo ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023, determinado de acordo com o modelo de financiamento estabelecido na redação originária do Decreto-Lei n.º 15/2022. A breve trecho, a ERSE publicará o relatório de fecho da consulta pública e respetivas Diretivas, que finalizam o processo de repartição do financiamento da tarifa social com incidência no ano de 2025. Esta repartição do financiamento afeta o cálculo dos proveitos permitidos, uma vez que o CUR e a central da Tapada do Outeiro são agentes financiadores, sendo os respetivos custos que lhes foram imputados repercutidos nas atividades reguladas de comercialização do CUR e de gestão global do sistema, respetivamente.

⁸ [Consulta Pública n.º 124](#).

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 face a diversas circunstâncias decorrentes do quadro legislativo e regulamentar. Com efeito, os valores dos proveitos permitidos a cada operador nem sempre são recuperados pela aplicação de tarifas reguladas pelas suas atividades reguladas, mas sim por atividades de outros operadores do SEN ou por transferências de entidades externas ao SEN. Nos casos em que a totalidade ou parte dos proveitos permitidos não são recuperados por aplicação de tarifas pelas próprias atividades, os mesmos são transferidos pelos operadores que os recuperaram para os operadores a quem são devidos.

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 diferimento 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.

As diferenças entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar resultam de:

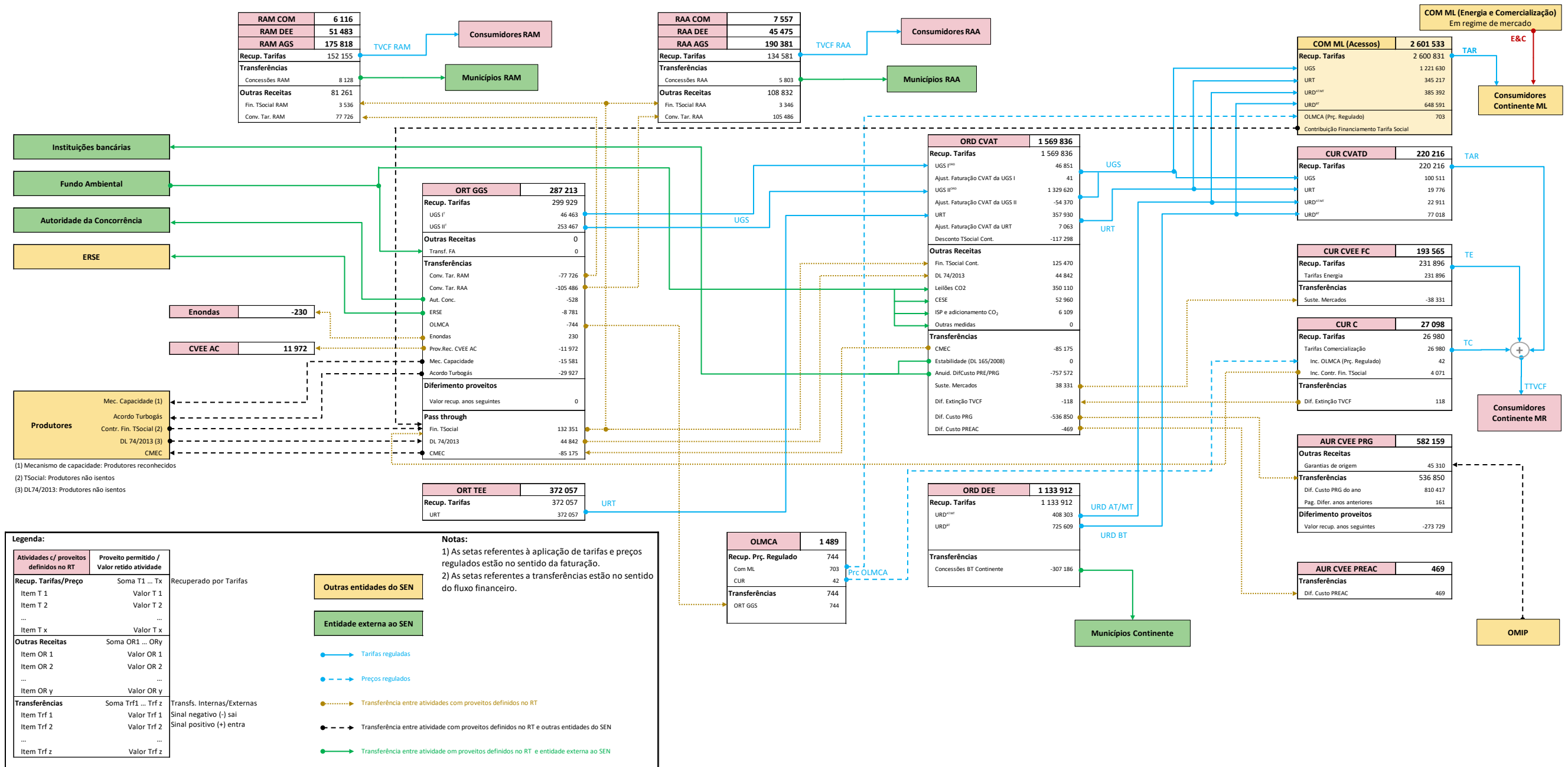
- Transferências de proveitos recuperados com a aplicação das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) pela atividade de GGS do Operador da Rede de Transporte (ORT), nomeadamente:
 - parcela dos proveitos do OLMCA recuperada, supletivamente, pelas tarifas (UGS I);
 - proveitos a recuperar do Agente Comercial (UGS II);
 - transferências intertemporais dos proveitos permitidos da atividade de GGS, referentes à recuperação de CIEG.
- Proveitos permitidos do OLMCA recuperados através de preço regulado, pago pelos comercializadores cessionários e, supletivamente, pelas tarifas (UGS I).

- 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 (CVART) 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) (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 (UGS II), transferidas por entidades externas ao SEN;
 - transferências intertemporais dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG, referentes à recuperação de CIEG.
- Não inclusão, nos proveitos permitidos 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.
- Transferência dos valores das rendas de concessão da rede de Baixa Tensão (BT) para os municípios.
- 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 2025.

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 2025» 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 2025 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 2025», destacam-se as seguintes pelo seu impacto 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.

Após um crescimento do nível de preços acima da meta do Banco Central Europeu (BCE) em 2022 e 2023, a análise apresentada neste capítulo⁹ é apresentada num contexto caracterizado pela convergência das taxas de inflação para valores próximos dos 2% e por condições de financiamento menos restritivas.

3.1 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E FINANCEIRO

ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

A influência da evolução do desempenho macroeconómico internacional sobre a economia portuguesa, com impacto relevante no setor elétrico, fundamenta a importância de contextualizar a situação da economia mundial.

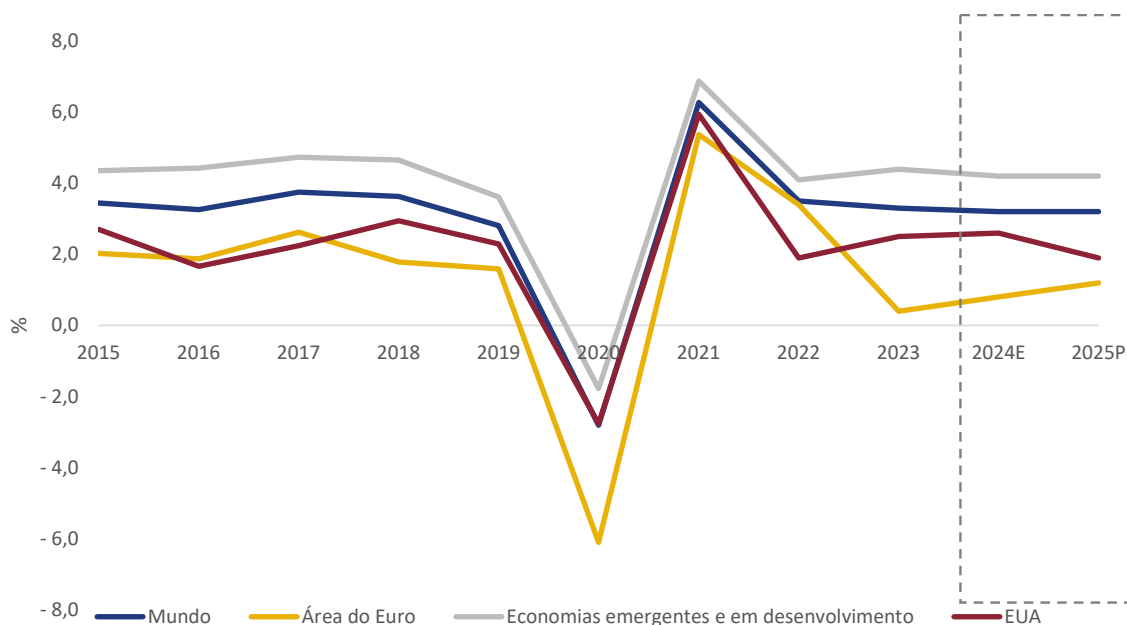
O período pós-pandemia tem sido caracterizado por um robusto crescimento económico das economias mundiais, um aumento significativo do nível de preços e uma subida das taxas de juro. Para 2024 e 2025, o FMI¹⁰ antecipa uma estabilização do crescimento económico mundial ligeiramente acima dos 3% em simultâneo com o regresso da taxa de inflação a valores em torno de 2%. Na zona do euro, o crescimento antecipado é relativamente baixo devido aos efeitos retardados da política monetária restritiva, dos custos de energia e da incerteza geopolítica, que pesam sobre a atividade económica.

⁹ Os gráficos apresentados neste capítulo utilizam dados até 30 de novembro.

¹⁰ [FMI - "World Economic Outlook", outubro de 2024](#)

Neste contexto, ilustra-se, na Figura 3-1 as dinâmicas de evolução do PIB acima descritas, a nível mundial, da zona euro, das economias emergentes e dos EUA.

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

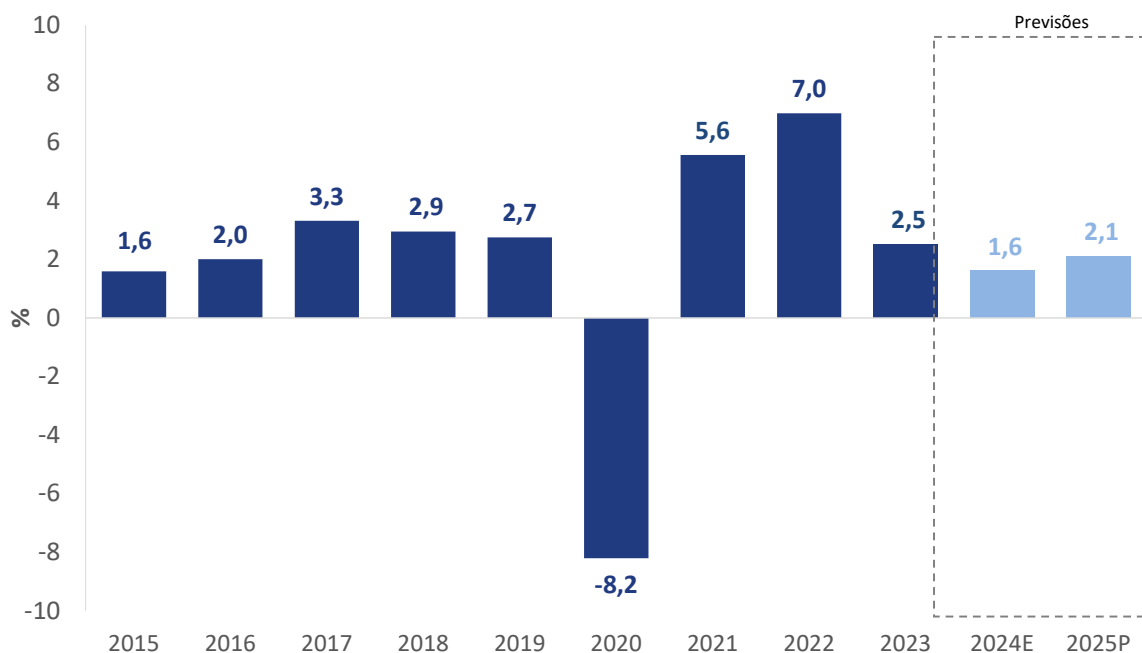


Fonte: ERSE, FMI

Para Portugal, após um crescimento de 2,5% em 2023, o Banco de Portugal (BdP) antecipa um crescimento económico de 1,6% para 2024 e de 2,1% para 2025%. O BdP estima¹¹ que a inflação continuará a reduzir-se de forma similar à da área do euro, convergindo para 2%, o objetivo de política monetária do BCE. A procura interna promovida pela redução da inflação e pelas condições financeiras menos restritivas, a implementação de projetos financiados por fundos europeus, o crescimento das exportações e o dinamismo do mercado de trabalho sustentam o crescimento económico português em 2024 e 2025, acima da média da zona euro.

¹¹ [BdP - Boletim Económico, outubro de 2024.](#)

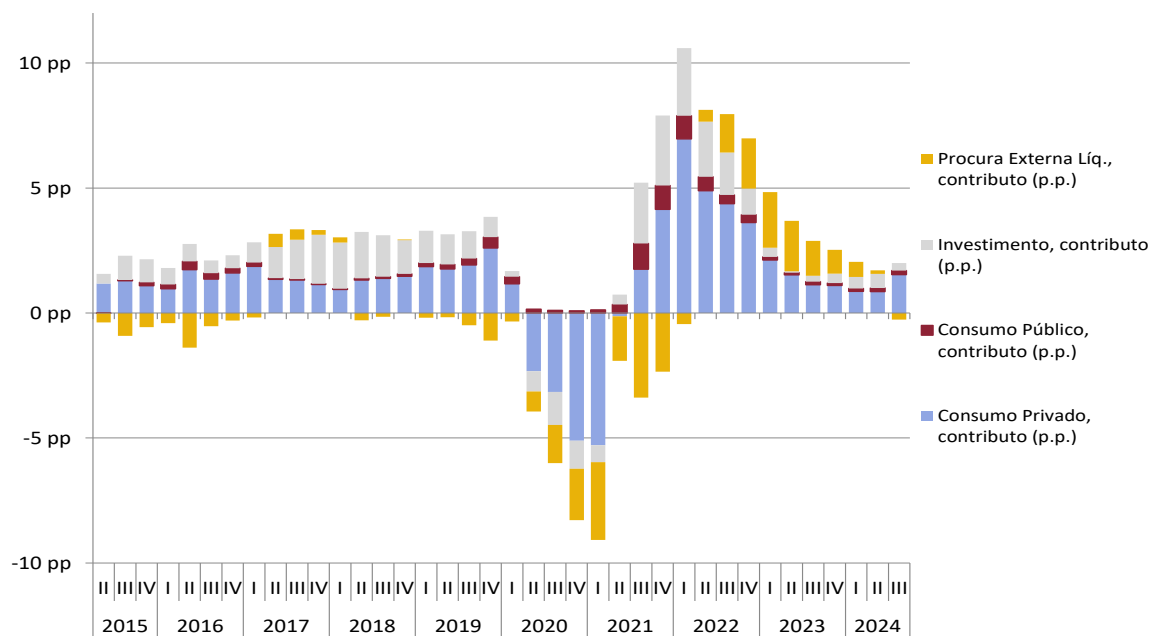
Figura 3-2 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal

Na Figura 3-3 verifica-se que o crescimento económico no período pós pandemia COVID 19 foi, numa fase inicial, alimentado particularmente pelo consumo privado e pela formação bruta de capital fixo. A partir de 2022 verifica-se um aumento da contribuição da procura externa líquida, devido ao ritmo de crescimento das exportações, que refletiu a recuperação da procura de alguns serviços após a pandemia e ganhos de quota de mercado. Em 2024, observa-se uma redução da procura externa líquida provocada pela diminuição da exportação de bens e serviços, decorrente do abrandamento económico dos principais parceiros da zona do euro, que é parcialmente compensado pelo aumento do investimento e pelo crescimento do consumo privado, sobretudo no terceiro trimestre deste ano.

Figura 3-3 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB*** em Portugal



Notas: *Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];
 **Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];
 ***Variação Homóloga;

Fonte: ERSE, INE

O Quadro 3-1 apresenta os valores dos principais indicadores da economia portuguesa em 2023, 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 2023 e previsões para 2024 e 2025

	2023	2024P	2024P						2025P	2025P					
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	CFP	FMI	OCDE	CE	MF	Banco de Portugal	Média das previsões	CFP	FMI	OCDE	CE	MF	Banco de Portugal
PIB	2,5	1,7	1,8	1,9	1,7	1,7	1,8	1,6	2,1	2,4	2,3	2,0	1,9	2,1	2,1
Consumo privado	2,0	2,2	1,8	1,7	2,7	2,5	1,8	2,5	2,1	2,5	1,9	2,0	2,1	2,0	2,3
Consumo público	0,6	1,7	1,5	2,1	1,2	1,5	2,6	1,0	1,5	2,4	2,3	1,6	1,3	1,2	0,9
Investimento	3,6	1,9	2,0	3,5	1,0	0,8	3,2	0,8	4,3	8,7	3,9	5,2	3,7	3,5	5,4
Exportações	3,5	3,4	3,6	2,8	4,2	3,8	2,5	3,8	3,2	2,8	3,0	3,3	3,0	3,5	3,3
Importações	1,7	4,2	3,6	3,3	5,6	4,6	2,9	4,5	3,9	5,0	2,9	4,6	4,1	3,5	4,4
Inflação (IHPC)	5,3	2,6	2,7	2,5	2,7	2,6	2,6	2,6	2,2	2,2	2,1	2,2	2,1	2,3	2,0
Deflator do PIB	6,9	3,7	4,7	2,8	4,2	3,8	3,1	4,5	2,6	2,7	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9
Desemprego (% população ativa)	6,5	6,5	6,5	6,5	6,4	6,4	6,7	6,6	6,4	6,4	6,4	6,3	6,4	6,5	6,4

Fontes: INE; BdP – Boletim Económico, outubro de 2024; CE – Autumn 2024 Economic Forecast, novembro 2024; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2024-2028, setembro 2024; FMI - Article IV, outubro de 2024; OCDE - Economic Outlook 2024 2.ª publicação, dezembro de 2024; Ministério das Finanças (MF) – Plano orçamental 2024-2028, outubro de 2024.

Ao nível do crescimento económico, verifica-se que as previsões se situam no intervalo entre 1,6% e 1,9% para 2024, enquanto para 2025 se antecipa uma aceleração da atividade económica entre os 1,9% e os 2,4%. Ao nível da inflação, todas as instituições preveem uma diminuição do crescimento do nível de preços no consumidor em 2024, e, em 2025, verifica-se que o índice harmonizado de preços no consumidor (IHCP), indicador de referência do BCE, atinge um valor ligeiramente acima do valor *target* de 2%, sendo que a média das previsões se situa nos 2,2%.

Relativamente a riscos, o BdP identifica diversos fatores que podem influenciar a evolução da economia portuguesa. No contexto internacional, há riscos de agravamento das tensões geopolíticas, nomeadamente com os conflitos bélicos em curso e a possível fragmentação do comércio global. Estes fatores podem afetar negativamente a procura externa. A nível da atividade económica da zona euro, destaca-se a instabilidade política atualmente vivida na França, e o fraco desempenho da atividade económica da Alemanha. Adicionalmente, a política monetária em economias fora da zona euro, como os EUA, poderá divergir das expectativas, introduzindo incertezas nas previsões. Por fim, o comportamento da economia chinesa é também um ponto de atenção, podendo afetar as projeções globais.

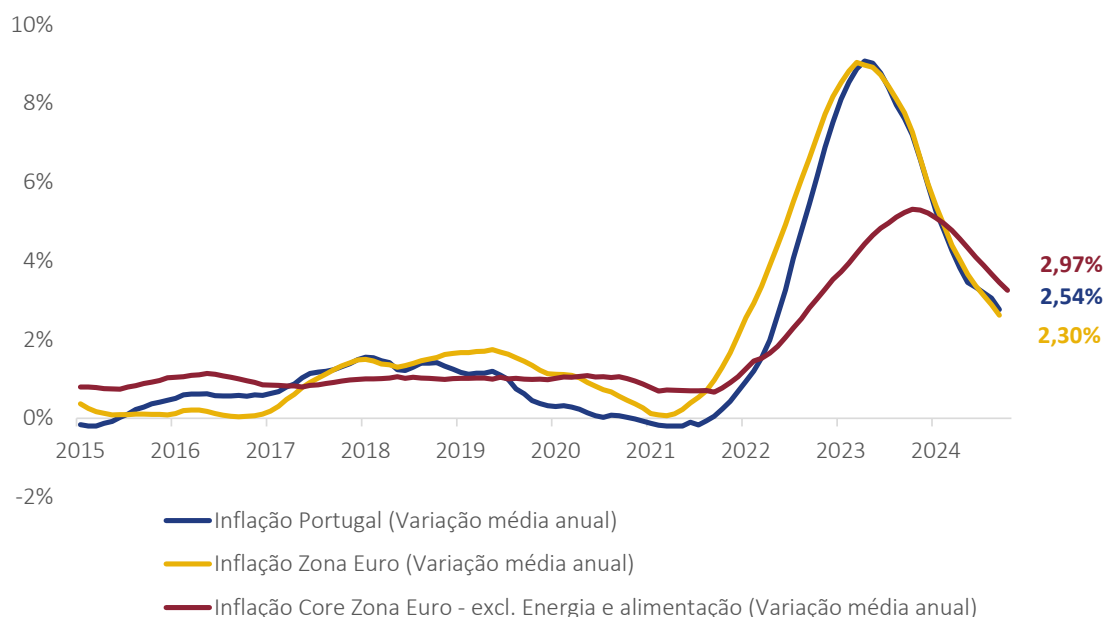
No contexto nacional, o destaque do BdP foca-se no cumprimento das metas para a implementação dos projetos do Plano de Recuperação e Resiliência, que pode impactar o crescimento da formação bruta de capital fixo e, por conseguinte, o crescimento económico.

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 2024 (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 2015 e 2021 a inflação apresentou valores estáveis e abaixo dos 2%.

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



Fonte: ERSE, Bloomberg

O aumento da taxa de inflação a partir do segundo semestre de 2021 foi consequência da política monetária muito acomodatória vigente em várias zonas económicas mundiais, da poupança acumulada, de estrangulamentos nas cadeias de abastecimento e da evolução do custo das matérias-primas e energia, exacerbado pela instabilidade geopolítica.

A partir de 2023, as políticas monetárias mais restritivas e a redução dos custos com a energia, permitiram a convergência das taxas de inflação para o valor *target* de 2% do BCE. No entanto, persistem riscos que podem colocar pressão no crescimento do nível de preços, em particular, as margens de lucro das empresas, os crescimentos salariais, o aumento dos preços dos serviços e o aumento de tarifas aduaneiras dos principais parceiros comerciais da UE. Deste modo, o BCE¹² estima que a inflação global permaneça acima do objetivo em 2024, descendo, posteriormente, para o objetivo no decurso do próximo ano.

Para o período de 2024 a 2026, o BdP estima que a inflação continuará a reduzir-se de forma similar à da área do euro, convergindo para 2%, o objetivo de política monetária do BCE, reflexo das condições de financiamento menos restritivas.

¹² [BCE - Decisões de Política Monetária - 17 de outubro de 2024.](#)

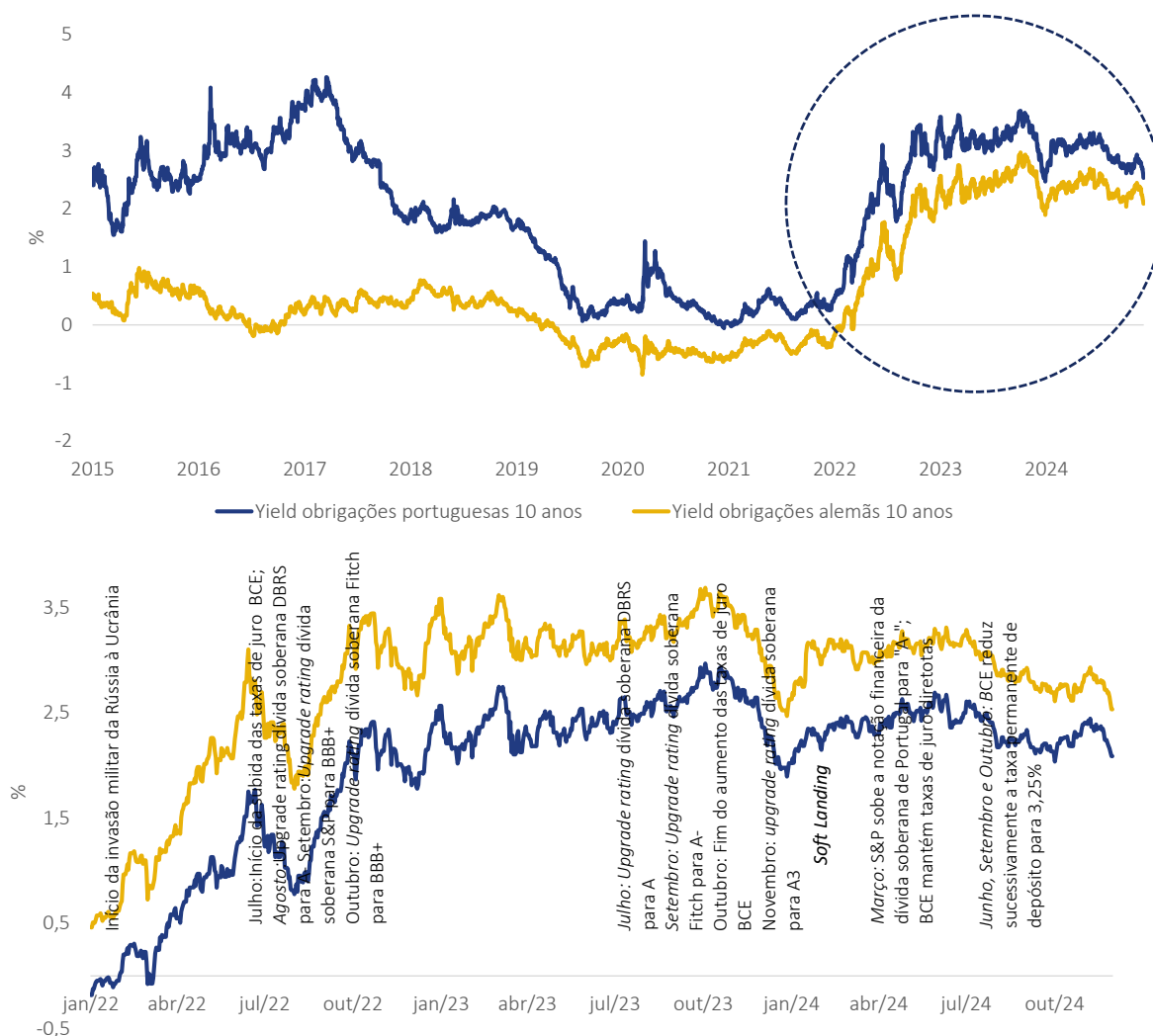
As decisões de política monetária tomadas em 2022 e 2023, no sentido do aumento das taxas de juro de referência, em resposta ao aumento da inflação, resultaram num acréscimo das despesas com juros do financiamento público, embora com menor intensidade do que na zona euro, graças a condições orçamentais e macroeconómicas mais favoráveis. As emissões de dívida europeia, destinadas a financiar a resposta à crise pandémica e os programas de recuperação económica, ajudaram a mitigar o impacto da subida das taxas de juro.

Nos próximos anos, o BdP¹³ prevê que a taxa de juro implícita da dívida pública continue a subir, intensificando os desafios orçamentais para o país. Embora o atual contexto seja caracterizado pela redução das taxas de juros, tendência que os agentes perspetivam que se mantenha no futuro, o aumento da taxa de juro implícita da dívida pública reflete o efeito substituição de dívida emitida a taxas de juro mais reduzidas no período anterior a 2022, por dívida emitida mais recentemente. Devido à predominância de instrumentos de dívida com taxas de juro fixas e prazos residuais longos, esse aumento deverá ser gradual, mas perceptível a médio prazo. Para minimizar o impacto sobre as despesas com juros, o BdP considera essencial adotar uma política orçamental prudente, focada na redução dos montantes a serem refinanciados e no controlo dos riscos associados, reforçando simultaneamente a credibilidade de Portugal junto dos mercados financeiros.

Na Figura 3-5 é possível observar a evolução das *yields* a 10 anos das obrigações das dívidas soberanas portuguesas e alemãs. Após a estabilização dos valores das *yields* que ocorreu até 2021, observou-se, a partir de 2022, o aumento dessas *yields*, motivado pelas pressões inflacionistas, para valores substancialmente acima do *target* do BCE, e pelos consequentes aumentos das taxas de juro diretas. A partir de 2024, observa-se uma redução das *yields* das OT a 10 anos, em consonância com o processo desinflacionista atualmente em curso.

¹³ [BdP - Boletim Económico, junho de 2024.](#)

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



Fonte: ERSE, Bloomberg

Em 2024 houve uma melhoria da notação financeira da dívida soberana portuguesa de “BBB+” para “A-” pela S&P, que manteve o *outlook* positivo. As demais agências de *rating* mantiveram suas avaliações e apresentam *outlooks* positivos (exceção da Moody’s), o que resultou na confirmação da dívida pública de Portugal como um investimento de qualidade por todas as principais agências de classificação de crédito¹⁴.

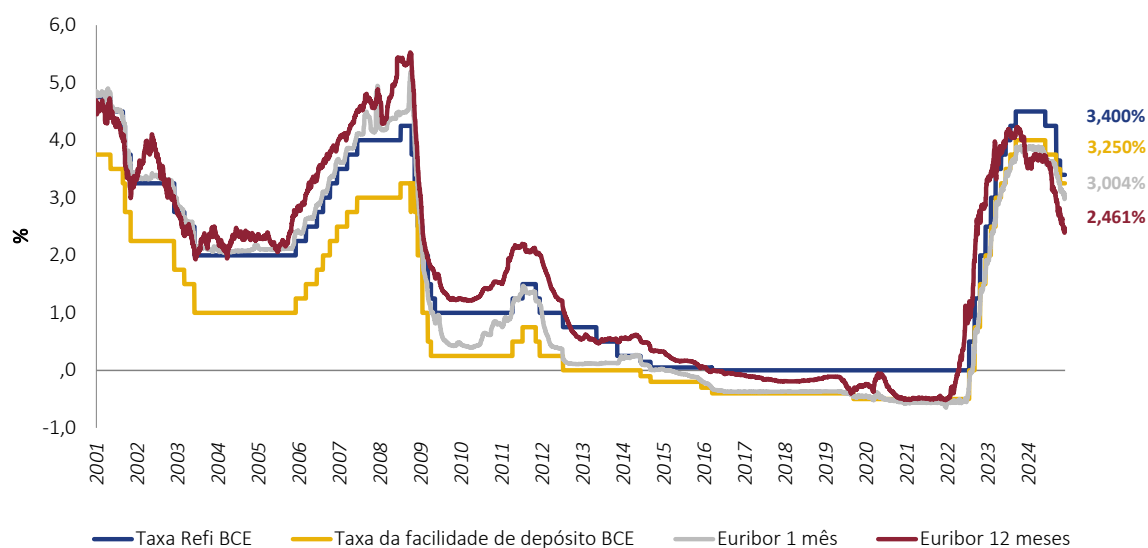
Este desempenho reflete vários fatores, dos quais se destacam: i) a rápida redução do rácio da dívida pública em relação ao PIB (suportado no forte desempenho orçamental) e; ii) a robustez do mercado de

¹⁴ Um maior detalhe sobre a evolução do rating da dívida soberana portuguesa pode ser consultado nas publicações do “[Boletim de Indicadores Financeiros](#)”.

trabalho, iii) o forte investimento impulsionado pelos fundos do Plano de Recuperação e Resiliência, iv) a diminuição da inflação; e v) a demonstrada resiliência do setor financeiro à subida das taxas de juro do BCE.

Em termos de política monetária e evolução das taxas de juro do mercado monetário interbancário, pode-se observar na Figura 3-6 a evolução das taxas *refi*¹⁵ e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. É possível observar que a tendência de diminuição das taxas de juro interbancárias, que se vinha a observar, de forma geral, desde 2008, foi fortemente invertida a partir de 2022, com o início da materialização das pressões inflacionistas e respetivo aumento das taxas de juro.

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



Fonte: ERSE, Bloomberg

As fortes pressões inflacionistas ocorridas até ao final do 2.º semestre de 2022 levaram o BCE, a partir de julho de 2022, a inverter a política monetária expansionista que vinha a executar. Deste modo, foi anunciado o fim das aquisições líquidas de ativos (*asset purchase programme* – APP) e iniciado um processo continuado de aumento das taxas diretoras. Do 3.º trimestre de 2022 até ao 3.º trimestre de 2023, verificaram-se 10 aumentos de taxas de juro diretoras pelo BCE, o que correspondeu a um aumento total de 4,5 p.p. Do 3.º trimestre de 2023 até ao 1.º trimestre de 2024, as taxas de juro diretoras mantiveram-se inalteradas.

¹⁵ Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

A 6 de junho de 2024¹⁶, o Conselho do BCE realizou o primeiro corte das taxas de juro desde 2019, em 25 pontos base (p.b.) Posteriormente, a 12 de setembro de 2024¹⁷ e a 17 de outubro de 2024¹⁸, reduziu, em cada ocasião, em 25 p.b. a taxa de juro aplicável à facilidade permanente de depósito, taxa através da qual define a orientação da política monetária. Adicionalmente, o BCE comunicou que o diferencial entre a taxa da facilidade permanente de cedência de liquidez e a taxa das operações principais de refinanciamento iria permanecer inalterado em 25 p.b, mas que o diferencial entre a taxa de juro das operações principais de refinanciamento e a taxa de juro da facilidade permanente de depósito seria fixado em 15 p.b.

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, os valores de 3,25%, 3,40% e 3,65%, respetivamente.

Para o futuro próximo, o Conselho do BCE continuará a adotar uma abordagem baseada nos dados, decidindo o nível e a duração adequados das medidas restritivas em cada reunião

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.

¹⁶ [BCE - Decisões de política monetária - 6 de junho de 2024.](#)

¹⁷ [BCE - Decisões de Política Monetária - 12 de setembro de 2024.](#)

¹⁸ [BCE - Decisões de Política Monetária - 17 de outubro de 2024](#)

Figura 3-7 - *Yields* das obrigações a 2 anos



Fonte: ERSE, Bloomberg

Atualmente, as *yields* das obrigações soberanas de curto prazo, que alcançaram, para o período em análise, níveis máximos no final de 2023, apresentam uma tendência de queda, embora acompanhada de alguma volatilidade. O diferencial entre as *yields* tem-se reduzido desde 2016, e atualmente é próximo de zero, o que reflete a transversalidade dos impactes da inflação e das restrições nas condições de financiamento em todas as economias da zona euro, bem como o progresso da consolidação orçamental portuguesa. De notar, no entanto, que as *yields* francesas têm tido uma tendência de redução inferior, consequência da instabilidade política vivida, e que o atual contexto macroeconómico alemão é caracterizado por sinais de abrandamento económico.

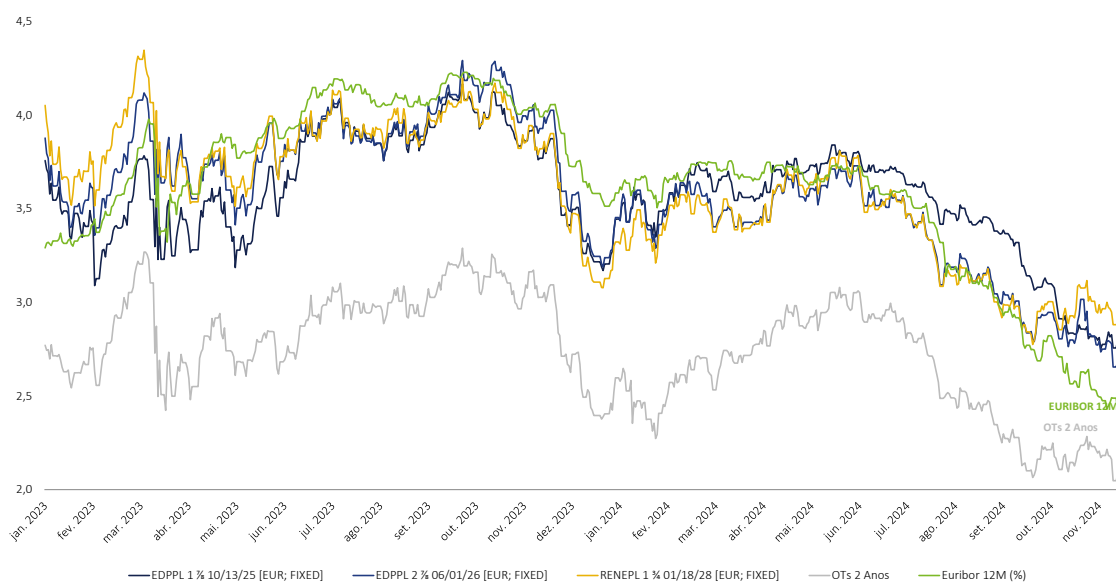
SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2024

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.

Historicamente, a ERSE tem definido o *spread* a aplicar aos ajustamentos em função do diferencial observável entre as *yields* de curto prazo dos grupos empresariais nos quais as empresas reguladas se inserem e as Euribor a 12 meses, bem como as OT a 2 anos. Deste modo, desde 2018 que o *spread* tem sido fixado em 0,5 p.p. por refletir o facto das *yields* de curto prazo das empresas se encontrarem ligeiramente acima das Euribor a 12 meses e das OT a 2 anos.

Como se pode observar na Figura 3-8, as *yields* das obrigações de curto prazo das empresas registaram valores abaixo das Euribor durante a maior parte do ano de 2024. A partir de agosto, verifica-se mais consistentemente um *spread* positivo entre as *yields* e a Euribor a 12 meses, sendo que terminam o mês de novembro com um *spread* médio desde o início do ano ligeiramente positivo (0,02p.p.). Em 2024 não se verificaram, de forma consistente, *spreads* entre as *yields* das obrigações das empresas e as Euribor 12M superiores a 0,50 pontos percentuais. Contudo, destaque-se ainda que nenhuma empresa tem uma obrigação com maturidade exatamente igual a 1 ano (prazo da Euribor 12M), o que no atual contexto, onde se verifica que a curva de rendimentos tem uma inclinação negativa (as *yields* de prazos mais curtos são superiores às *yields* de prazos mais longos), justifica que se analisem elementos adicionais na análise do *spread*, além do exposto na figura seguinte.

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



Fonte: ERSE, Bloomberg

Neste enquadramento, a ERSE analisou o risco de crédito das empresas reguladas e respetivos grupos empresariais de forma a avaliar a evolução das condições financeiras das empresas em 2024 e concluiu que:

- A média dos valores dos *Credit Default Swaps* (CDS) da EDP, a um ano, rondou os 27,8 p.b. entre 1 de janeiro de 2024 e 30 de novembro de 2024 (ver Figura 3-9), o que corresponde a uma diminuição face ao observado em 2023 (40,6 p.b). Outros grupos económicos cujas empresas são sujeitas à definição de proveitos permitidos, não transacionam este derivado financeiro.

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



Fonte: ERSE, Bloomberg

- As notações financeiras da EDP e da REN continuam no patamar de investimento. No caso da EDP, a mais recente avaliação da S&P, a 12 de junho de 2024, atribuía a classificação de “BBB”. Os principais pontos fortes identificados foram o peso significativo dos fluxos de caixa provenientes das atividades reguladas de redes no Brasil e em Portugal, além dos contratos de longo prazo para a produção de energia renovável. No caso da REN, manteve a classificação no nível “BBB” em 2024, uma vez que o cumprimento dos seus compromissos financeiros beneficia de um quadro de regulação estável e previsível¹⁹. A análise mais aprofundada sobre a evolução do *rating* e *outlook* dos grupos com atividades reguladas do setor energético pode ser encontrada nas publicações dos “Boletim de Indicadores Financeiros” da ERSE.

¹⁹ [S&P - rating REN, 8 de novembro de 2022.](#)

- Após o risco subjacente à estabilidade macroeconómica e financeira do país ter diminuído ao longo de 2023, tendência particularmente visível na subida do rating da dívida soberana e no reduzido *spread* das *yields* portuguesas face às obrigações do tesouro alemãs, em 2024 verifica-se uma consolidação da robustez macroeconómica de Portugal. A melhoria das condições económicas e financeiras da economia portuguesa é refletida por uma nova subida da notação de *rating* da dívida soberana, como visto anteriormente e pela passagem do *outlook* do *rating* desta dívida de estável para positivo por duas agências de notação²⁰.
- Para os grupos empresariais das Regiões Autónomas não se dispõe da evolução das *yields*. Assim, avaliou-se as condições financeiras destas empresas através da evolução das notações de *rating* destas regiões. A Região Autónoma dos Açores viu o *rating* da sua dívida aumentar em novembro de 2023 para “BBB”²¹, pela *Fitch*, e, já em 2024, a DBRS melhorou a perspetiva para positiva e reafirmou a classificação “BBB low”. A DBRS considera que a posição da RAA melhorou em resultado de receitas fiscais mais robustas e que resultam de um momento favorável em termos económicos. No caso da Região Autónoma da Madeira, a DBRS em 2024 subiu a perspetiva de estável para positiva e manteve a classificação de “BBB low”. A empresa de notação salientou a melhoria fiscal contínua da Região bem como o crescimento das receitas fiscais decorrentes do forte impulso económico. A *Fitch* reafirmou também a classificação “BBB+” da RAM. Conclui-se que estes grupos empresariais desenvolvem as suas atividades num contexto macroeconómico regional e nacional que evoluiu favoravelmente em 2024 face a 2023. Por último, destaque-se que a EDA e a EEM desenvolvem as suas atividades reguladas verticalmente integradas, o que permite que as receitas apresentem uma maior previsibilidade.

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 maior robustez das condições de financiamento das empresas, bem como para um enquadramento macroeconómico estável, a ERSE considera adequado aplicar um *spread* de ajustamento de t-1 de 0,45 p.p. (pontos percentuais).

²⁰ A DBRS e a Fitch subiram o Outlook em 2024. A S&P reafirmou, este ano, a perspetiva de evolução positiva. A Moody’s não alterou, em 2024, a perspetiva estável de evolução do risco da dívida soberana portuguesa.

²¹ <https://portal.azores.gov.pt/web/comunicacao/news-detail?id=12761678>.

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 2024 (t-1), é de 0,45 p.p.²².

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, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões utilizadas pela ERSE.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2024 e 2025, são apresentadas no Quadro 3-2.

Quadro 3-2 - Previsões para o deflator do PIB

	CE	OCDE	FMI	BdP	CFP
2024	3,8	4,2	2,8	4,5	4,7
2025	2,5	2,4	2,4	2,9	2,7

Unidade: %

Fonte: CE - Previsões económicas, novembro 2024; FMI Article IV, outubro de 2024; OCDE – Economic Outlook 2024 2ª publicação, dezembro de 2024; BdP – Boletim Económico, outubro de 2024; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2024-2028 (atualização), setembro 2024.

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

As previsões das empresas para 2024 e 2025 encontram-se sintetizadas no Quadro 3-3.

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

	Unidade: %				
	REN	E-Redes	SU eletricidade	EDA	EEM
2024	3,0	1,7	1,7	2,5	2,3
2025	2,4	1,9	1,9	2,0	

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

O IPIB para 2025 corresponde à última previsão da Comissão Europeia para o ano de 2024, cujo valor é de 3,8%. Este valor 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).

Neste âmbito, refira-se que o Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, considerava a variação terminada no segundo trimestre do ano t-1. No RT em vigor, o articulado foi alterado de forma a que a definição dos proveitos permitidos para o ano de tarifas t passe a considerar uma taxa de variação do deflator do PIB estimada para o ano t-1. Posteriormente, esse valor previsional será atualizado com o último valor fechado publicado pelo INE até à data de cálculo dos respetivos ajustamentos. Destaque-se que o RT em vigor apenas se aplica ao cálculo de proveitos permitidos a partir do ano de 2024, conforme ficou estabelecido no Relatório de Consulta Pública n.º 113. Deste modo, o IPIB do ano civil de 2023, com impacto em proveitos de 2024, irá sendo atualizado até ao cálculo dos respetivos ajustamentos em Tarifas de 2026²³, enquanto o IPIB de 2022, com impacto nos proveitos de 2023, se manteve inalterado.

²³ Com base nas contas nacionais trimestrais do INE referentes ao segundo trimestre de 2024, este valor situa-se atualmente em 6,90%.

No Quadro 3-4 observa-se a evolução, nos últimos 3 exercícios tarifários, do deflator do PIB considerado no cálculo das metas de eficiência, de acordo com o regulamento tarifário aplicável.

Quadro 3-4 – Evolução do deflator

Unidade: %

IPIB 2023 (Variação terminada no 2º trimestre de 2022)	IPIB 2024 (Variação terminada e atualizada em 2023)	IPIB 2025 (Estimativa CE para a variação anual de 2024)
1,48	6,90	3,80

Fonte: ERSE

TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS²⁴

Para 2023, 2024 e 2025, vigorarão 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](#)». As taxas referentes aos anos de 2023, 2024 e 2025 são apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 3-5 - Taxas de remuneração para 2023, 2024 e 2025

Unidade: %

	2023		2024		2025
	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	5,05%	5,57%	5,57%	5,53%	5,53%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ , GGs, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM)	4,75%	5,27%	5,27%	5,23%	5,23%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE ¹ a custos de referência	5,50%	6,02%	6,02%	5,98%	5,98%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMCA	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%

Nota: ¹ As taxas de remuneração das atividades de DEE e TEE correspondem a indutores TOTEX associados às condições de financiamento da atividade.

Fonte: ERSE

²⁴ As taxas de remuneração foram calculadas com valores até 30 de setembro de 2024. Assim, esta taxa de remuneração corresponde ao valor final do ano de 2024.

Em 2023 as taxas de remuneração ficaram acima das consideradas em Tarifas de 2023, face à evolução das *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos pelos motivos expostos anteriormente.

TAXA DE REMUNERAÇÃO APLICÁVEL AO DIFERIMENTO DE CIEG²⁵

O artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, possibilita a repercussão nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos dos sobrecustos gerados pelos CIEG. A este diferimento, caso aplicável, deverá ser aplicada a taxa de remuneração definida na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, que considera o equilíbrio económico e financeiro das atividades reguladas e o prazo associado à recuperação integral dos proveitos permitidos que são objeto de alisamento. Neste quadro legal, e tendo em conta o Despacho n.º 12032/2023, de 27 de novembro, que estabeleceu o parâmetro *k*, com base no artigo 2.º da mencionada portaria, o valor para a taxa de juro aplicável ao diferimento dos CIEG no presente exercício tarifário, pelo prazo de 4 anos, é de 3,426644%.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E *SPREADS* APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2025²⁶

No seguimento do referido, o Quadro 3-6 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2025.

²⁵ A taxa de juro foi calculada com valores até 15 de novembro de 2024.

²⁶ As taxas de juro foram calculadas com valores até 15 de novembro de 2024.

Quadro 3-6 - Taxas de juro e *spreads*

	Unidade: % 2025
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2023, para cálculo dos ajustamentos de 2023	3,869
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 01/01 e 15/11 de 2024, para cálculo dos ajustamentos de 2023 e de 2024	3,385
<i>Spread</i> no ano 2023 para cálculo dos ajustamentos de 2023	0,500
<i>Spread</i> no ano 2024 para cálculo dos ajustamentos de 2023 e de 2024	0,450
Taxa de remuneração aplicável ao diferimento de CIEG, referente a tarifas de 2025	3,427

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 2024, com um *spread* de 0,45 pontos percentuais. No ajustamento definitivo, à média dos valores diários da Euribor a 12 meses de 2023 é acrescido um *spread* de 0,5 pontos percentuais.

3.2 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

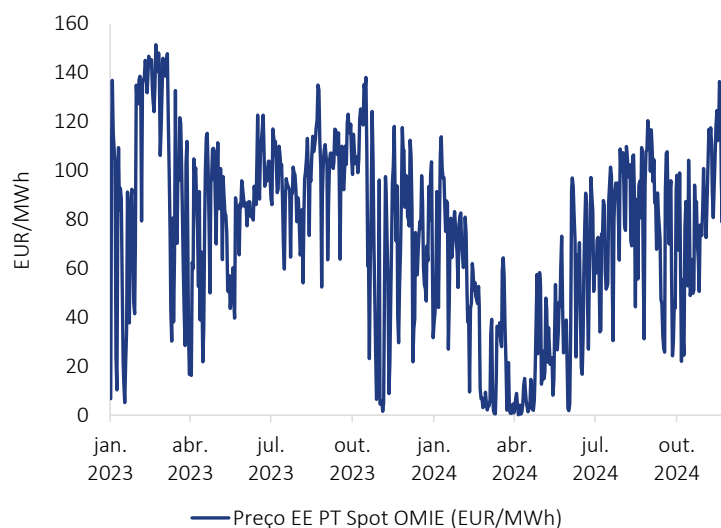
Neste capítulo apresenta-se a previsão do custo de aprovisionamento do CUR e a evolução dos preços das *commodities* que têm relevância na evolução histórica e nas previsões do preço da energia elétrica.

EVOLUÇÃO HISTÓRICA DOS PREÇOS

A evolução do preço da energia elétrica no mercado diário do OMIE está dependente do preço de diferentes *commodities*, como o petróleo, o gás natural, e as licenças de emissão de CO₂, sendo estes preços influenciados por questões conjunturais e estruturais, tendo em conta, entre outros fatores, a procura e a oferta global destas *commodities*. Adicionalmente, a evolução do preço da energia elétrica 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.

Durante o final do ano de 2023 até ao segundo trimestre de 2024 ocorreu uma redução substancial do nível dos preços de energia elétrica no mercado *spot* (OMIE), justificada principalmente pela elevada hidraulicidade e pela existência de energia renovável na Ibéria, nomeadamente energia fotovoltaica. Este aumento de produção de energia com origem renovável resultou em preços médios diários perto de zero, tendo atingido preços negativos durante algumas horas do dia durante o mês de março de 2024 (Figura 3-10). Desde então tem-se verificado uma recuperação, acompanhada de aumento de volatilidade, dos preços de energia elétrica. Em termos médios trimestrais, a evolução do preço da energia elétrica apresentou uma evolução decrescente durante o primeiro semestre de 2024, tendo atingido um valor médio de 34,0 EUR/MWh no segundo trimestre. No terceiro trimestre deste ano, registou-se um valor médio em torno dos 79,7 EUR/MWh e no quarto trimestre um valor médio de 85,3 EUR/MWh²⁷.

Figura 3-10 - Evolução do preço de energia elétrica *spot* em Portugal



Fonte: ERSE, OMIE

No que respeita à evolução do preço do *Brent* (Figura 3-11), em 2024 verifica-se uma redução da sua volatilidade, com uma média das cotações na ordem dos 75 EUR/bbl. Em termos trimestrais, verifica-se uma ligeira redução dos preços médios neste ano, com o primeiro trimestre de 2024 a apresentar um valor médio de 76,6 EUR/bbl e o quarto trimestre deste ano a apresentar um valor médio de 69,9 EUR/bbl²⁸.

²⁷ Com dados atualizados até 30/11/2024.

²⁸ Com dados atualizados até 30/11/2024.

Figura 3-11 - Evolução preço diário *Brent*



Fonte: ERSE, Bloomberg

A evolução dos preços do gás natural nos diferentes mercados foi igualmente marcada por alguma volatilidade no ano de 2023 (Figura 3-12). Esta volatilidade e aumento dos preços a partir do terceiro trimestre de 2023 justifica-se, entre outros fatores, pela obrigação Europeia de constituição de reservas mínimas de armazenamento, em 90%²⁹ da capacidade disponível dos armazenamentos subterrâneos. Todos os produtos apresentam alguma volatilidade, com exceção do HH³⁰ norte-americano que não acompanhou o processo de elevada volatilidade e de cotações em níveis mais altos dos *hubs* europeus, devido à produção de *shale gas* nos Estados Unidos. Ao longo do primeiro semestre de 2023 verificou-se um decréscimo dos preços médios de todos os produtos, tendo havido posteriormente uma recuperação no 2.º semestre de 2023, para um valor médio do cabaz de 37,6 EUR/MWh. O primeiro trimestre de 2024 apresentou o valor médio mais baixo das cotações do gás natural nos *hubs* europeus de 27,3 EUR/MWh, tendo-se verificado desde então uma recuperação até ao 4.º trimestre de 2024³¹, com as cotações do gás natural nos *hubs* europeus a registar um valor médio do cabaz de 42,2 EUR/MWh.

²⁹ 80% até dezembro de 2022 e de 90% até 1 de novembro de 2023.

³⁰ Contudo no dia 12 de janeiro de 2024, o HH norte-americano apresentou um ponto mais extremo devido a um evento climático de súbito arrefecimento extremo, que fez disparar os receios de um potencial aumento da procura.

³¹ Com dados atualizados até 30/11/2024.

Figura 3-12 - 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 forma tão preponderante, por contratos de longo prazo, possibilita o desenvolvimento de uma maior concorrência a nível global e principalmente entre a Europa e Ásia.

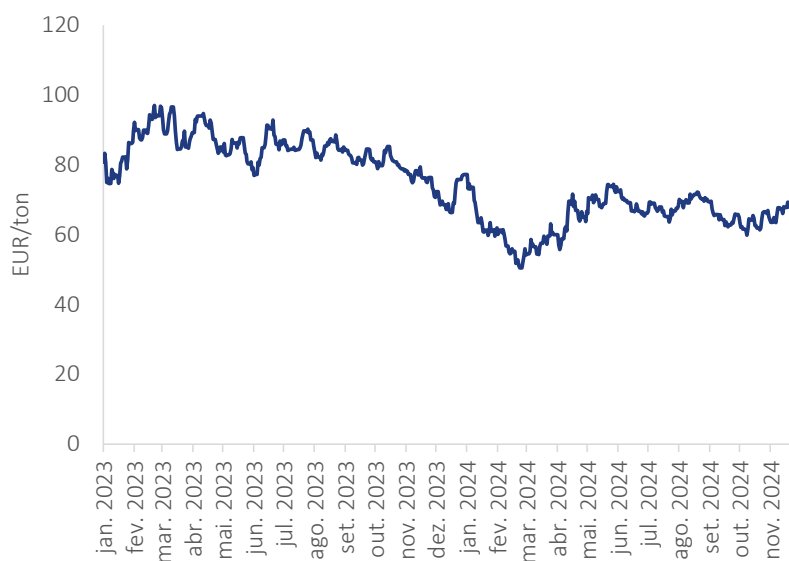
A partir do início de 2024, registou-se um aumento nos preços do gás natural nos mercados internacionais. Desta forma, os valores médios do quarto trimestre, registados até 30 de novembro de 2024, foram na ordem dos 42 EUR/MWh, quer para o TTF, quer para o MIBGAS e de 43 EUR/MWh para o NBP.

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 CO₂³². 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.

³² Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

A Figura 3-13 mostra que o preço das licenças de emissão de CO₂ registou uma tendência de decréscimo do preço ao longo de 2023. Em 2024 observou-se um valor mínimo, no período em análise, de 51 EUR/ton, registado em fevereiro. Com dados atualizados até 30 de novembro, o preço médio destas licenças em 2024 foi de 65 EUR/ton, -22% face ao valor médio de 2023, de 83 EUR/ton.

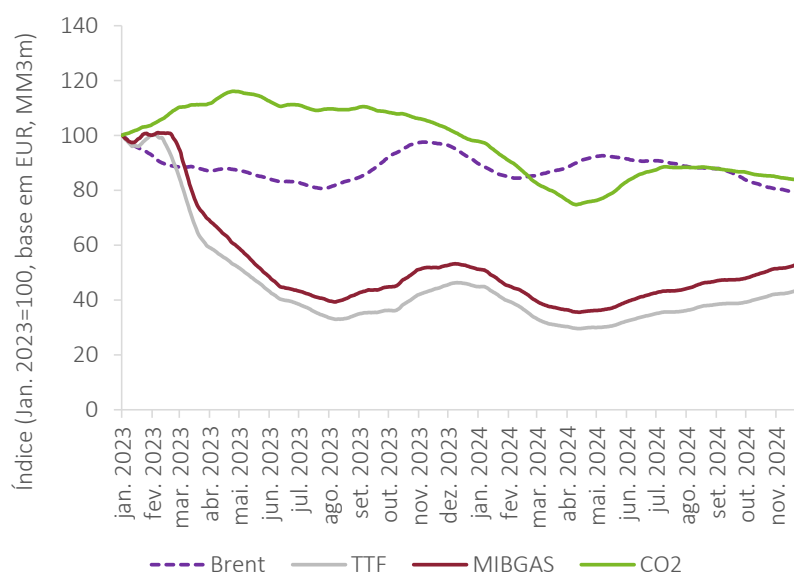
Figura 3-13 - Evolução preço licenças de emissão CO₂ (EUAs)



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 3-14), é uma análise relevante para enquadrar a evolução do preço da energia elétrica. Salienta-se, nesta evolução, o decréscimo, face ao início de 2023, das cotações de todas estas *commodities* no final de novembro de 2024, com destaque para a tendência de redução das cotações do TTF e do MIBGAS registada na primeira metade de 2023. Comparando as últimas cotações, do final de novembro de 2024, com o valor de início de 2023, a cotação do TTF registou uma descida de -56% e a do MIBGAS de -46%. Relativamente à evolução dos preços de Brent e das licenças de CO₂, apesar de uma evolução diferente destas duas *commodities*, entre o início de 2023 e o final de novembro de 2024, a variação registada neste período foi próxima: -21% e -16%, respetivamente.

Figura 3-14 - 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

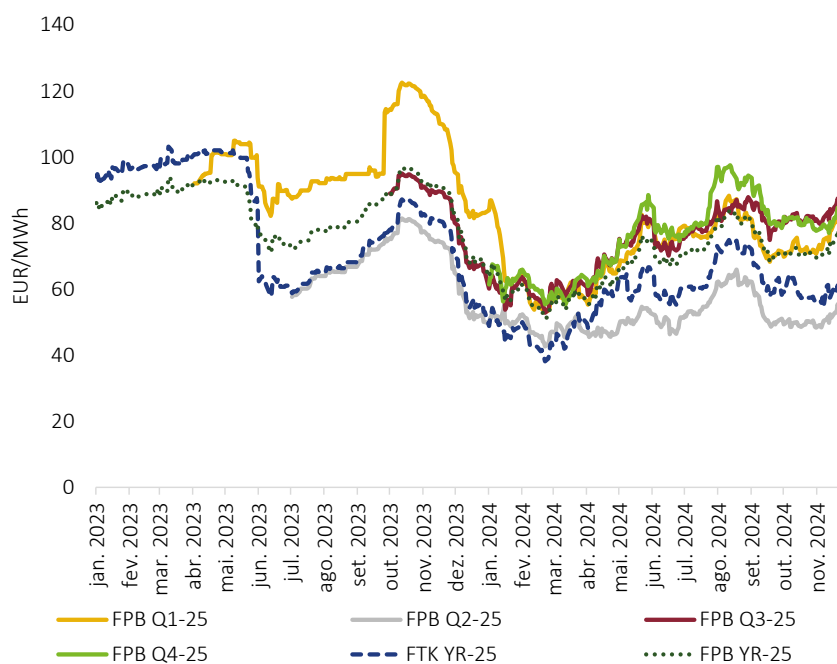
PREVISÕES

Em termos de previsões para 2025, os preços dos contratos de futuros de energia elétrica cotados no OMIP, para entregas neste ano, registaram uma descida nos últimos três meses, face às cotações observadas no final de agosto de 2024.

É de realçar o quadro de volatilidade que se mantém nos preços de energia elétrica, que justifica que, à semelhança dos anos anteriores, continuará a ser efetuada uma monitorização atenta da evolução dos preços de energia elétrica durante 2025, 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 mercado³³.

³³ Em 2022 e 2023, esta avaliação contínua justificou a fixação excecional tarifas aplicáveis no segundo semestre dos respetivos anos.

Figura 3-15 - Evolução da cotação dos futuros de energia elétrica para Portugal, de produtos para entrega no ano t

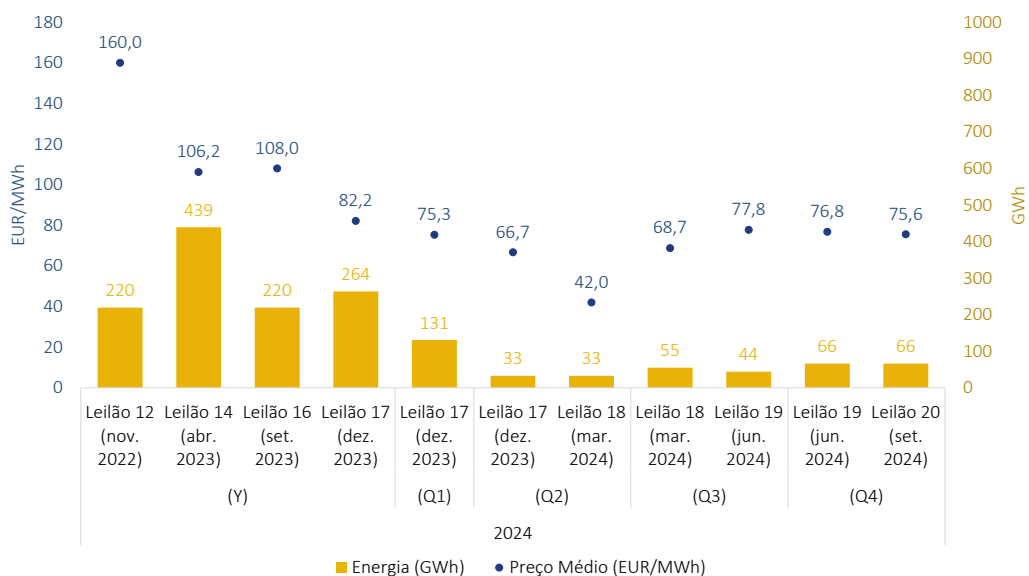


Nota: Produtos FPB: *Base Load* para Portugal; Produtos FTK: *Peak Load* para Espanha

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 aprovisionamento do CUR. Na Figura 3-16 são apresentados os resultados dos produtos adjudicados pelo CUR nos leilões com entrega no ano de 2024, dos quais resulta um preço médio anual ponderado de 100,55 €/MWh (Quadro 3-7).

Figura 3-16 - Leilões 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*

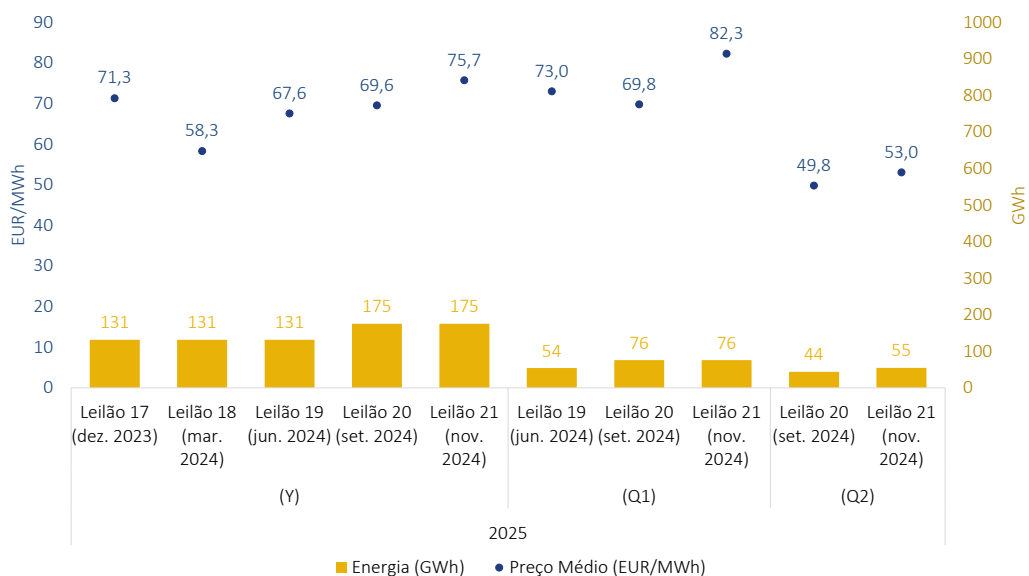
Tabela Resumo	2024 Q1-24	2024 Q2-24	2024 Q3-24	2024 Q4-24	2024E
Preço médio de fecho produtos trimestrais e produto Anual em leilão (EUR/MWh)	100,01	100,71	101,38	100,19	100,55
Total Energia equivalente colocada em leilão em produtos trimestrais + Anual para o CUR (MWh)	416 460	351 000	384 840	418 020	1 570 320
% de Energia equivalente colocada em leilão face total fornecimentos CUR	56%	48%	52%	57%	53%

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

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Na Figura 3-17 são apresentados os resultados dos produtos adjudicados pelo CUR nos leilões com entrega no ano de 2025, realizados até fim de novembro de 2024, dos quais resulta um preço médio anual ponderado de 68,56 EUR/MWh (Quadro 3-8).

Figura 3-17 - Leilões 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	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	68,97	68,97	68,56
Total Energia equivalente colocada em leilão em produtos trimestrais + Anual para o CUR (MWh)	391 255	284 430	186 150	186 150	1 047 985
% de Energia equivalente colocada em leilão face total fornecimentos CUR	55%	40%	26%	26%	37%

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

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

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

- i. os valores reais disponíveis até 30 de novembro;
- ii. as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2024 e 2025, 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 contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes no CUR, de produtos com entrega em 2024 e 2025.

Adicionalmente, foram considerados na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2024 e 2025: i) os custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR; ii) outros custos previstos³⁴; e iii) um prémio de risco, nos termos do artigo 122.º do RT, igual a zero.

O Quadro 3-9 apresenta os valores resultantes deste exercício tarifário para 2024 e 2025, comparando com os valores previstos para tarifas 2024, em dezembro de 2023, assim como na revisão excecional, em junho de 2024.

Quadro 3-9 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR³⁵ para fornecimento dos clientes

		2023	2024P em T2024 (Dez. 2023)	2024P em T2024 (Mai. 2024)	2024E em T2025	2025P em T2025
A	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	88,27	88,30	46,02	61,09	73,41
B	Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	192,51	120,10	103,85	100,55	68,56
C	% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	33%	26%	43%	53%	37%
D = Ax(1-C) + BxC	Custo médio unitário de aquisição de energia elétrica CUR com leilões (EUR/MWh)	122,80	96,50	71,16	82,06	71,62
E	Acerto CUR para preço de mercado base (EUR/MWh)	5,70	2,46	4,15	3,00	1,98
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)	126,61	98,32	73,50	83,46	72,88
G	Preço acerto de contas Gestor de Ofertas RNT (EUR/MWh)	4,52	0,72	0,38	1,39	1,60
H	Preço no mercado dos serviços do sistema (EUR/MWh)	5,14	3,31	2,59	5,47	5,66
I = Ex(1-C) + G + H	Acerto CUR para preço de mercado base e outros custos(EUR/MWh)	13,47	5,86	5,31	8,27	8,52
J = D + I	Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	136,27	102,35	76,46	90,32	80,14

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

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN, Bloomberg

³⁴ Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados, custos com a Banda de mFRR e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

³⁵ O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. A propósito dos custos com serviços de sistema a suportar pelo CUR em 2023, assumiu-se que contemplam o mecanismo de Banda de mFRR.

4 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2025

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 2025 por atividade no Continente

Unidade: Milhares de euros

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)	Proveitos a recuperar com as tarifas do Continente (5) = (3) + (4)
Agente Comercial*	11 972	-11 972	0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC) Quadro 5-1	11 972	-11 972 (Proveito transferido GGS)	0		0
ADENE	1 489	-744	0		0
Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA) Quadro 5-24	1 489	-744 (Proveito transferido GGS) -744 (Outros - Preço regulado)	0		0
REN	659 270	12 716	671 986		671 986
Gestão Global do Sistema (GGS) Quadro 5-12	287 213	11 972 (CVEEAC) 744 (OLMCA) 0 (Alisamento)	299 929		299 929
Transporte de Energia Eléctrica (TEE) Quadro 5-19	372 057		372 057		372 057
E-Redes	2 821 047	-671 986	2 149 060	-117 298	2 031 762
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE) Quadro 5-32	1 133 912		1 133 912		1 133 912
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) Quadro 5-25	1 687 135	-671 986 (Pass through tarifário ORT TEE e UGS ORT)	1 015 149	-117 298	897 850
SU Eletricidade	1 735 770	-1 476 894	258 877		258 877
Agregador de Último Recurso (AUR) Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG) Quadro 5-55	1 294 891	-1 294 422 (Proveito transferido CVAT, incluindo alisamento)	0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC) Quadro 5-66	469	-469 (Proveito transferido CVAT)	0		0
Comercializador de Último Recurso (CUR) Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC) Quadro 5-42	440 879		258 877		258 877
193 565	38 331 (Proveito transferido CVAT)	231 896	231 896		231 896
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD) Quadro 5-49	220 216	-220 216 (Pass through tarifário DEE + CVAT)	0		0
Comercialização Quadro 5-50	27 098	-118 (Proveito transferido CVAT)	26 980		26 980
			3 079 923	-117 298	2 962 625

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

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 pelo Agente Comercial, cujos proveitos são recuperados na atividade de GGS da REN, através das tarifas de URT e UGS ao nível do operador da rede de transporte).

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 2025 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 2025 (3) = (1) - (2)
EDA	243 413	105 486	137 927
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema. Quadro 5-70	190 381	82 354	108 028
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica Quadro 5-89	45 475	21 188	24 287
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica Quadro 5-94	7 557	1 945	5 612
EEM	233 417	77 726	155 691
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema. Quadro 5-103	175 818	55 202	120 616
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica Quadro 5-127	51 483	22 973	28 510
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica Quadro 5-132	6 116	-449	6 565
Total nas Regiões Autónomas	476 830	183 212	293 618

4.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2023 E DE 2024

O modelo de regulação definido pela ERSE contempla ajustamentos a repercutir nas tarifas com 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.

Como referido na introdução, apresentam-se de seguida os ajustamentos apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2025.

4.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2023

ATIVIDADES NO CONTINENTE

O Quadro 4-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos previstos para 2023, definidos em 2022 com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos definitivos, recalculados no ano 2024, com base em valores verificados em 2023.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2025 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2023 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos definitivos, recalculados em 2024 com base em valores verificados em 2023.

Os ajustamentos³⁶ de 2023 a refletir em 2025 são apresentados na coluna (9) do Quadro 4-3.

³⁶ Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2025 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 4-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2025, no Continente

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos faturados em 2023	Proveitos de 2023, definidos em 2024	Desvio	Desvio atualizado para 2025	Ajustamento provisório calculado em Dez2023 atualizado para 2025	Ajustamento provisório calculado em Mai2024 atualizado para 2025	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Ajustamento a repercutir em 2025
	(1)	(2)	(3) = (1)-(2)	(4) = (3) x (1+spread) x (1+spread)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = (4) - ((5)*5/12 + (6)*7/12) - (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-628 194	-364 460	-263 734	-285 812	-288 411	-285 919	0	0	1 145
Proveitos permitidos ao Agente Comercial*	-628 194	-364 460	-263 734	-285 812	-288 411	-285 919	0	0	1 145
Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 078	1 144	-66	-72	0	0	0	0	-72
Proveitos permitidos à ADENE	1 078	1 144	-66	-72	0	0	0	0	-72
Gestão Global do Sistema (GGS)	-301 337	-296 558	-4 779	-5 179	-430	-430	509	0	-5 259
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	312 287	359 379	-47 091	-51 034	0	0	0	0	-51 034
Proveitos permitidos à REN	10 950	62 821	-51 871	-56 213	-430	-430	509	0	-56 292
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-2 284 534	-2 240 919	-43 615	-47 266	0	0	0	0	-47 266
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 075 193	1 099 311	-24 118	-26 137	0	0	0	0	-26 137
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	-1 209 341	-1 141 608	-67 732	-73 403	0	0	0	0	-73 403
Compra e Venda de Energia Elétrica	-1 950 702	-562 458	-1 388 244	-1 504 457	-1 377 751	-1 396 429	0	-8 278	-124 088
Produção em regime especial (PRE)	-2 579 990	-1 035 642	-1 544 348	-1 673 630	-1 537 905	-1 559 231	0	-8 278	-131 562
Fornecimento a clientes (FC)	629 289	473 184	156 105	169 173	160 154	162 802	0	0	7 474
Ajustamento da aditividade tarifária		0	0	0	0	0	0	0	0
Comercialização (C)	22 621	21 739	882	956			425	0	531
Proveitos permitidos à EDP SU	-1 928 081	-540 719	-1 387 362	-1 503 502	-1 377 751	-1 396 429	425	-8 278	-123 558
Total no Continente			-1 770 765	-1 919 001	-1 666 592	-1 682 778	934	-8 278	-252 179

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

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

Nota: Os desvios do facilitador de mercado referentes a 2023 repercutidos nos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR não estão incluídos neste quadro por não estarem previstos no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, não podem ser classificados como ajustamentos tarifários na presente decisão tarifária.

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 em dezembro de 2022 no processo de fixação das tarifas para 2023 e na respetiva revisão ocorrida em junho de 2023, com os proveitos de 2023 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2023 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2023. A diferença entre estas duas últimas rúbricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2023, a repercutir nas tarifas de 2025. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

Os ajustamentos³⁷ de 2023 a refletir em 2025, referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas, apresentam-se na coluna (9) do Quadro 4-4.

³⁷ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 4-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2025, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos recuperados em 2023, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2023 (Dez2022)	Convergência Tarifária de 2023 (Jun2023)	Proveitos a proporcionar em 2023, definidos em 2025	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2025 (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 2025
	(1)	(2)	(2')	(3)	(4)	(5) = (1)+[(2)+(2')]/2-(3)+(4)	(6)	(7) = (5) - (6)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	123 659	91 682	101 804	217 923	964	3 731	2 391	1 340
Distribuição de Energia Elétrica	22 935	22 431	22 431	43 899	0	1 590	801	790
Comercialização de Energia Elétrica	3 892	3 282	3 282	6 635	0	583	538	46
Proveitos permitidos à EDA	150 486	117 396	127 517	268 458	964	5 905	3 730	2 175
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 397	105 854	104 357	231 010	-5 601	8 551	1 610	6 942
Distribuição de Energia Elétrica	26 399	22 732	22 732	48 831	0	326	-402	728
Comercialização de Energia Elétrica	4 075	927	927	5 364	0	-392	-159	-233
Proveitos permitidos à EEM	169 871	129 513	128 016	285 205	-5 601	8 485	1 048	7 437
Total nas Regiões Autónomas							4 778	9 612

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

4.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2024

ATIVIDADES NO CONTINENTE

O Quadro 4-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2024, a repercutir nas tarifas de 2025. 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 2024 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 5.4.1.

Os ajustamentos referentes a 2024 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2025, com base em valores ocorridos e será incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2026.

Os ajustamentos provisórios³⁸ de 2024 a refletir em 2025, referentes às várias atividades reguladas encontram-se na coluna (7) do Quadro 4-5.

³⁸ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 4-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2024 a refletir em 2025, no Continente

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos estimados a faturar em 2024	Proveitos estimados proporcionar em 2024, definidos em 2024	Desvio	Desvio atualizado para 2025	Outros a)	Acerto do CAPEX atualizado para 2025	Ajustamento provisório a repercutir em 2025
	(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	294 450	306 576	-12 126	-12 591			-12 591
Proveitos permitidos ao Agente Comercial*	294 450	306 576	-12 126	-12 591	0	0	-12 591
Gestão Global do Sistema (GGS)					-441	959	518
Proveitos permitidos à REN	0	0	0	0	-441	959	518
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)					-80 050		-80 050
Proveitos permitidos à E-REDES	0	0	0	0	-80 050	0	-80 050
Comercializador de Último Recurso (CUR)	300 253	270 536	29 717	30 857		-530	30 327
Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes (CVEE FC)	300 253	270 536	29 717	30 857			30 857
Comercialização (C)						-530	-530
Agregador de Último Recurso (AUR)	1 429 935	1 541 496	-111 561	-115 839			-115 839
Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG)	1 429 415	1 540 644	-111 229	-115 495			-115 495
Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC)	520	852	-332	-345			-345
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	1 730 188	1 812 032	-81 844	-84 982	0	-530	-85 513
Total no Continente	2 024 638	2 118 608	-93 970	-97 573	-80 491	428	-177 636

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

a) GGS: ajustamento provisório da convergência tarifária das Regiões Autónomas; CVAT: ajustamento provisório das medidas de contenção tarifária.

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

ATIVIDADES NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 4-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2024, 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 2024. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2025, com base em valores ocorridos, e será incluído nos proveitos permitidos para tarifas 2026.

Os ajustamentos provisórios³⁹ de 2024 a refletir em 2025, referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas estão explanados no Quadro 4-6.

Quadro 4-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2024 a refletir em 2025, nas atividades reguladas das Regiões Autónomas

Unidade: Milhares de euros

	Acerto do CAPEX de 2024 atualizado para 2025 a repercutir em tarifas de 2025
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	2 690
Distribuição de Energia Elétrica	2 507
Comercialização de Energia Elétrica	447
Proveitos permitidos à EDA	5 644
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	642
Distribuição de Energia Elétrica	796
Comercialização de Energia Elétrica	-30
Proveitos permitidos à EEM	1 408
Total nas Regiões Autónomas	7 051

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

³⁹ 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 cessados⁴⁰, 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 (CVEE), 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 Elétrica Nacional, S.A. (REN) como operador da rede de transporte de eletricidade⁴¹. Adicionalmente, 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/2024⁴², 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 2024⁴³. Não obstante a incorporação da REN Trading na REN subsiste ainda a atividade desenvolvida pelo Agente Comercial, com obrigações remanescentes, particularmente no se refere aos ajustamentos tarifários e às participações nos painéis financeiros previstos nos CAE e demais tramitação processual.

O RT 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

⁴⁰ Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto.

⁴¹ “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.erse.pt/media/ynlp5dcz/decis%C3%A3o-certifica%C3%A7%C3%A3o.pdf>

⁴² 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).

⁴³ A fusão da REN Trading com a REN Elétrica, extinguindo-se a primeira por incorporação, é de 19 de novembro de 2024.

CAE, e as receitas da sua venda em mercado, bem como os mecanismos de incentivo aprovados pela ERSE, quando aplicáveis.

Considerando o aproximar do fim da vigência de ambos os contratos⁴⁴ e o conseqüente *phasing-out* da atividade do Agente Comercial, a ERSE⁴⁵ estabeleceu, em 2021, um novo incentivo para a gestão otimizada dos CAE⁴⁶ não cessados, também designado I_{CAE}.

No entanto, o atual artigo 300.º, n.º 2, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, que revogou e substituiu, entre outros, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, deixou de prever na remuneração do Agente Comercial, *os mecanismos de incentivos a aplicar à entidade concessionária da RNT, ou à entidade que a substitua, para a eficiente otimização da gestão e dos custos associados a estes contratos*, que aquele último consagrava⁴⁷.

Não obstante a descontinuação do incentivo, a legislação vigente continua a pressupor a gestão eficiente dos CAE quando dispõe que *«Nos casos previstos no número anterior, o Agente Comercial, deve efetuar a venda da energia elétrica adquirida no âmbito dos CAE que se mantenham em vigor através dos mercados organizados ou à celebração de contratos bilaterais, nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais, sempre que tal se justifique para a otimização da gestão da energia desses contratos.»*⁴⁸.

A repercussão de custos com os *«Encargos totais suportados pelo Agente Comercial e pela concessionária da RNT no âmbito da execução dos CAE»* carece sempre, por definição, de aferição da boa execução dos contratos.

Deste modo, para além do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com os CAE não cessados, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial incorporam os custos de funcionamento do Agente Comercial, efetivamente ocorridos no ajustamento definitivo de t-2 (2023) e estimados no ajustamento provisório de t-1 (2024), à semelhança

⁴⁴ O CAE da Tejo Energia terminou no final de novembro de 2021 e o da Turbogás terminou no final do primeiro trimestre de 2024.

⁴⁵ Pela Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro.

⁴⁶ O Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho, atribuiu à ERSE a competência para a definição do mecanismo de incentivos à otimização da gestão dos CAE não cessados. A ERSE publicou a regulamentação complementar que estabeleceu as metodologias de cálculo dos incentivos económicos à gestão otimizada dos CAE não cessados, através do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, posteriormente revogado pela Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro. Esta diretiva estabeleceu o incentivo ICAE e o prémio de adequação de mercado PAM, que vigoraram até 2020.

⁴⁷ No artigo 70.º do Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho.

⁴⁸ Artigo 300.º, n.º 2, parte final do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro.

do que se aplica ao ano previsional t (2025), sujeito à posterior avaliação da ERSE da racionalidade dos custos apresentados.

A definição dos proveitos permitidos da atividade do Agente Comercial para o ano de 2025 assinala 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, como se verificará mais adiante neste capítulo.

De acordo com o n.º 2 do artigo 108.º do RT, passaram a estar previstas nos proveitos desta atividade as transferências intertemporais do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com contratos de aquisição de energia elétrica. Para as tarifas do ano de 2025, esta transferência não foi acionada.

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 RT em vigor. O Quadro 5-1 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos proveitos permitidos e proveitos a recuperar de 2025, incluindo os valores repercutidos nas tarifas de 2024, quer na sua definição inicial, em dezembro de 2023, quer na sua atualização, em maio de 2024. Salienta-se, ainda, que as receitas com o mecanismo ibérico de controlo dos preços de energia elétrica nos dois primeiros meses de 2023 estão integradas no ajustamento de t-2.

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

		Unidade 10 ³ EUR			
		Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Tarifas 2025 (2)	Varição (%) [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1') / 2]
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	49 675	58 138	500	-99,08%
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	143 366	100 615	500	
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	0	6 593	0	
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	93 691	49 069	0	
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	500	500	26	-94,84%
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica (valor líquido)	476	476	0	
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	23	23	24	
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica, líquido de amortizações e participações	18	18	25	
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	5,27%	5,27%	5,23%	
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-277 759	-275 359	-12 591	-104,56%
D	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	37 021	37 021	1 145	-96,91%
E = A + B - C - D	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	290 913	296 976	11 972	-95,93%
F	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos proveitos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial	0	0	0	
G = E + F	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica a transferir para a GGS	290 913	296 976	11 972	-95,93%

ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO

O Quadro 5-2 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2025 (linha A do Quadro 5-1), do sobrecusto estimado para 2024, bem como do verificado em 2023.

Apesar do contrato da Tejo Energia ter cessado no final de novembro de 2021, as análises efetuadas ainda consideram alguns valores relativos a esta central devido a acertos de faturação efetuados ao longo de 2023. Adicionalmente, e como referido anteriormente, a compensação paga nos termos conjugados da alínea a) do n.º 1 do artigo 2.º e do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, na sua redação atual, foi refletida no cálculo do sobrecusto CAE em 2023, contribuindo para a diminuição do sobrecusto do CAE da Turbogás nesse ano, conforme se pode verificar nas análises posteriores.

Quadro 5-2 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE
previsto para 2025

		Unidade: 10 ³ EUR				
		2023	2024	2025	[(3)-	[(3)-
		Verificado	Tarifas 2025	Tarifas	(1)]/(1)	(2)]/(2)
		(1)	(2)	(3)	%	%
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(1b)	Turbogás	148 530	36 684	0	-100,0%	-100,0%
(1)=(1a)+(1b)	Total	148 530	36 684	0	-100,0%	-100,0%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(2b)	Turbogás	245 410	58 807	0	-100,0%	-100,0%
(2)=(2a)+(2b)	Total	245 410	58 807	0	-100,0%	-100,0%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(3b)	Turbogás	112 425	18 117	0	-100,0%	-100,0%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	-331	0	0	-100,0%	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	Total	112 094	18 117	0	-100,0%	-100,0%
Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços						
(4a)	Tejo Energia	-	-	-	-	-
(4b)	Turbogás	8 829	0	0	-100%	-
(4)=(4a)+(4b)	Total	8 829	0	0	-100%	-
Receitas sem serviços de sistema						
(5a)	Tejo Energia	-157	0	0	-100,0%	-
(5b)	Turbogás	384 508	41 571	0	-100,0%	-100,0%
(5)=(5a)+(5b)	Total	384 352	41 571	0	-100,0%	-100,0%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	21 493	6 450	0	-100%	-100%
(6)=(6a)+(6b)	Total	21 493	6 450	0	-100%	-100%
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	2 655	0	0	-100,0%	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	2 655	0	0	-100,0%	-
Outros Custos						
(9a)	Tejo Energia	332	250	250	-24,7%	0,0%
(9b)	Turbogás	0	1 076	250	-	-76,8%
(9)=(9a)+(9b)	Total	332	1 326	500	50,7%	-62,3%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)/(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	489	250	250	-48,8%	0,0%
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)/(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	94 190	66 663	250	-99,7%	-99,6%
(10c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	-331	0	0	-100%	-
(11)=(10a)+(10b)+(10c)	Total	94 347	66 913	500	-99,5%	-99,3%

Observa-se que os encargos e as receitas da Turbogás estimados para 2024 estão bastante abaixo dos valores verificados em 2023, sendo esta diferença atribuível ao término do CAE da Turbogás no final do primeiro trimestre de 2024. Por este motivo, a estimativa para 2024 do diferencial de custo com a central da Turbogás apenas contempla o seu funcionamento no âmbito do CAE até 29 de março de 2024, não incluindo os custos com a solução transitória.

Adicionalmente, os encargos de energia em 2024 incluem os custos relativos à ativação da cláusula de *pay* prevista no AGC⁴⁹, de cerca de 6,6 milhões de euros. Esta questão é aprofundada mais adiante no documento, no ponto 5.1.2.2.

CUSTOS COM PAINÉIS FINANCEIROS

Para 2025, são apenas considerados os custos previstos com a constituição dos 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, e da representação do Agente Comercial nos mesmos (rubrica “Outros Custos” do Quadro 5-2). Salienta-se que a ERSE reviu em baixa as previsões destes custos apresentados pela empresa para 2024 e 2025, por considerar que não se alinhavam com os custos verificados até 2023. Todavia, caso se confirmem, serão avaliados pela ERSE aquando da definição dos ajustamentos desses anos.

CUSTOS DE FUNCIONAMENTO

Considerando a fusão da REN Trading com a REN Eléctrica mencionada anteriormente, a ERSE decidiu aceitar em sede de previsão para 2025 apenas os custos de funcionamento referentes às componentes de CAPEX reportados pelo Agente Comercial no âmbito do processo de definição das tarifas para 2025 (linhas 5 e 6 do Quadro 5-1).

CUSTO DE AQUISIÇÃO DO GÁS NATURAL DA TURBOGÁS

Nos termos da lei, o comercializador do SNG garantia que o gás adquirido ao abrigo dos contratos de longo prazo em regime de *take or pay*, de que é titular, era alocado à Central da Tapada do Outeiro, que tem contrato de fornecimento outorgado em data anterior a 27 de julho de 2006.

Aquele fornecedor, em janeiro de 2023, sugeriu dois cenários de alteração ao contrato (AGC): (i) a alteração do preço do gás para o mercado spot ou (ii) de parte ou da totalidade do gás natural para diesel. Mais recentemente, por não terem sido aceites aquelas alterações, aquele fornecedor, invocando níveis

⁴⁹ 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.

elevados de dificuldade de aprovisionamento, procurou obter uma revisão do preço com carácter retroativo. Porém, a notificação para revisão de preço, a que a ERSE teve acesso, além de não se apresentar no horizonte temporal ordinário contratualmente previsto, não densifica factualmente, nem contratualmente, os pressupostos que o regulam, para mais num quadro de tentativa de aplicação retroativa.

Da informação conhecida pela ERSE, considerando todas as aquisições da GALP através de contratos *take or pay*, é possível verificar, ao longo dos anos, incluindo nos mais recentes, a existência de excedentes contratuais relevantes e sistemáticos face às quantidades fornecidas à central de ciclo combinado da Tapada do Outeiro e ao mercado regulado. Os excedentes são, de resto, mais do que suficientes, também, para garantir o fornecimento dos demais clientes, em mercado livre, da sua carteira em Portugal.

Adicionalmente, os reportes recebidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 70/2022, de 14 de outubro, não permitem confirmar os níveis de dificuldades de aprovisionamento invocados, muito menos uma flagrante e excecional falha que seja suscetível de colocar em causa aqueles fornecimentos. Ademais, existe uma ordem de preferência legal e contratualmente estabelecida que, em todo o caso, teria de ser respeitada.

5.1.2 AJUSTAMENTOS

5.1.2.1 AJUSTAMENTO EM 2023 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 aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2023, recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, são ajustados pela diferença entre os valores transferidos da atividade de Gestão Global do Sistema e o montante aceite.

O Quadro 5-3 reflete os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial em 2023 a repercutir nas tarifas de 2025 é positivo, o que significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 5-3 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE
do Agente Comercial em 2023

		Unidade 10 ³ EUR		
		2023	Tarifas 2023 (Dez2022) (1)	Tarifas 2023 (Jun2023) (1')
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	510 432	544 047	540 087
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	2 655	1 800	1 800
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	418 739	971 743	454 920
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	922	1 000	1 000
5	Ajustamento t-1	379 986	373 330	386 643
6	Ajustamento t-2	79 743	79 743	79 743
A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	-364 460	-877 969	-378 419
B = (A Dez2022 + A Jun2023)/2	Sobrecusto recuperado pela GGS	-628 194		
C = (B - A) * (1 + it-2) * (1+it-1)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-285 812		
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 (Dez2023)	-277 759		
D'	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 (Mai2024)	-275 359		
E = (D*5/12+D'*7/ 12) * (1+ it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t	-286 957		
it-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-2 acrescida de <i>spread</i>	4,369%		
it-1	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de <i>spread</i>	3,835%		
G	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	0		
F = C - E + G *(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	1 145		

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023, ano t-2.

ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO

O Quadro 5-4 compara o valor do diferencial de custo do Agente Comercial previsto nas tarifas de 2023, quer em dezembro de 2022 quer em junho de 2023, com o valor real ocorrido nesse ano.

Quadro 5-4 - Desvios em 2023 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

		Unidade: 10 ³ EUR				
		2023 Tarifas (Dez2022) (1)	2023 Tarifas (Jun2023) (1')	2023 Verificado (2)	[(2)- (1)]/(1) %	[(2)- (1')]/(1') %
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(1b)	Turbogás	148 233	148 233	148 530	0%	0%
(1)=(1a)+(1b)	Total	148 233	148 233	148 530	0%	0%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(2b)	Turbogás	291 748	274 322	245 410	-16%	-11%
(2)=(2a)+(2b)	Total	291 748	274 322	245 410	-16%	-11%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(3b)	Turbogás	104 066	117 533	112 425	8%	-4%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	-331	-	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	104 066	117 533	112 094	8%	-5%
Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços						
(4a)	Tejo Energia	0	0	-	-	-
(4b)	Turbogás	109 189	5 138	8 829	-92%	72%
(4)=(4a)+(4b)	Total	109 189	5 138	8 829	-1	1
Receitas sem serviços de sistema						
(5a)	Tejo Energia	0	0	-157	-	-
(5b)	Turbogás	861 355	448 582	384 508	-55%	-14%
(5)=(5a)+(5b)	Total	861 355	448 582	384 352	-55%	-14%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	1 200	1 200	21 493	1691%	1691%
(6)=(6a)+(6b)	Total	1 200	1 200	21 493	1691%	1691%
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	1 800	1 800	2 655	47%	47%
(8)=(8a)+(8b)	Total	1 800	1 800	2 655	47%	47%
Outros Custos						
(9a)	Tejo Energia	0	0	332	-	-
(9b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(9)=(9a)+(9b)	Total	0	0	332	-	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	0	0	489	-	-
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	-425 896	86 967	94 190	-78%	8%
(10c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	-331	-	-
(10d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-	-
(9)=(9a)+(9b)+(9c)+(9d)	Total	-425 896	86 967	94 347	-78%	8%

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. As análises seguintes não incluem o efeito do mecanismo ibérico de controlo de preços.

O Quadro 5-5 mostra que a quantidade de energia elétrica produzida pela central da Turbogás em 2023 foi superior ao previsto para as Tarifas de 2022, quer em dezembro de 2022, quer em junho de 2023.

Quadro 5-5 - Desvios em 2023 da produção da centrais com CAE

Unidade: GWh

	Tarifas 2023 (Dez2022) (1)	Tarifas 2023 (Jun2023) (1')	Verificado 2023 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
Turbogás	3 591	3 591	3 624	0,9%	0,9%

Como se pode verificar no Quadro 5-6, os custos variáveis unitários de produção da Turbogás foram inferiores ao previsto para as tarifas de 2023 em dezembro de 2022 e para a fixação excepcional das tarifas de 2023 em junho de 2023. Este aumento foi resultado da descida do preço do combustível associado a esta central.

Quadro 5-6 - Desvios em 2023 do custo variável unitário de produção (sem CO₂) das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2023 (Dez2022) (1)	Tarifas 2023 (Jun2023) (1')	Verificado 2023 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
Turbogás	81,2	76,4	67,7	-16,7%	-11,4%

Os encargos unitários com a aquisição de licenças para emissão de CO₂ da Turbogás foram superiores ao previsto em dezembro de 2022 para tarifas de 2023, mas inferiores ao estimado em junho de 2023, como se pode atentar no Quadro 5-7.

Quadro 5-7 - Desvios em 2023 dos encargos unitários com licenças de CO₂ das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2023 (Dez2022) (1)	Tarifas 2023 (Jun2023) (1')	Verificado 2023 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
Turbogás	29,0	32,7	31,0	7,0%	-5,2%

O Quadro 5-8 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária na central da Turbogás.

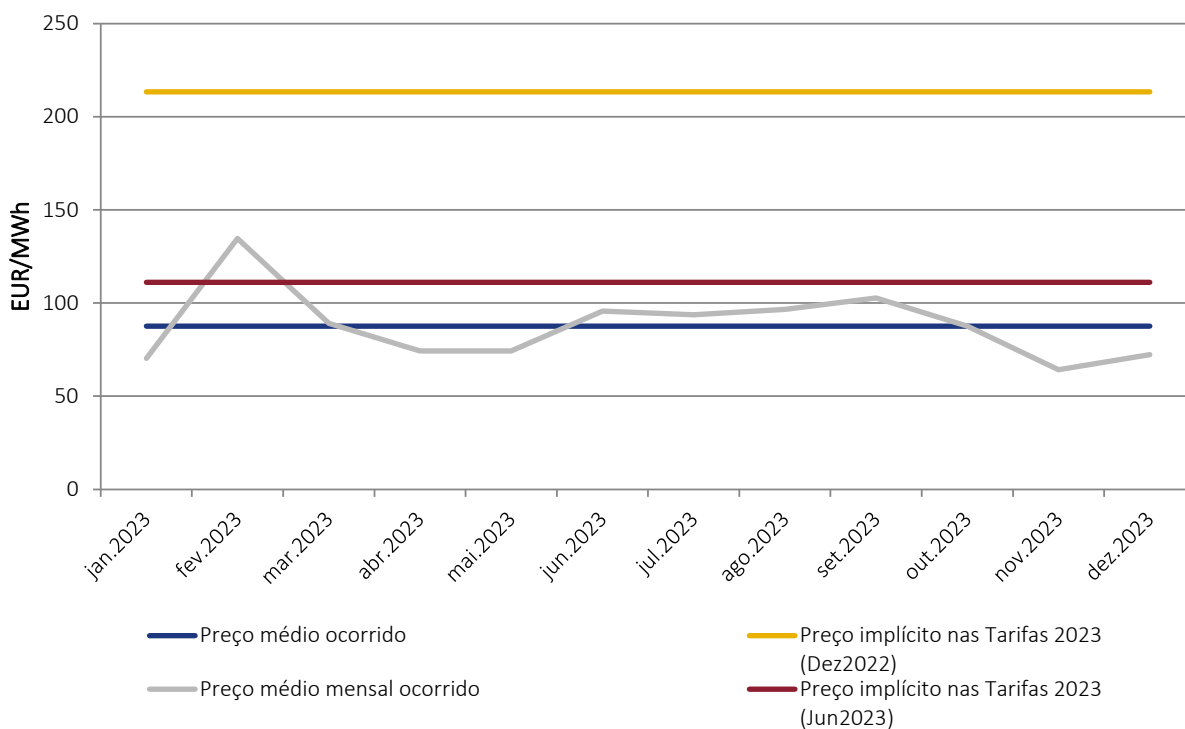
Quadro 5-8 - Desvios em 2023 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2023 (Dez2022) (1)	Tarifas 2023 (Jun2023) (1')	Verificado 2023 (2)	% [(2)- (1)]/(1)	% [(2)- (1')]/(1')
Turbogás	240,2	125,3	112,0	-53,4%	-10,6%

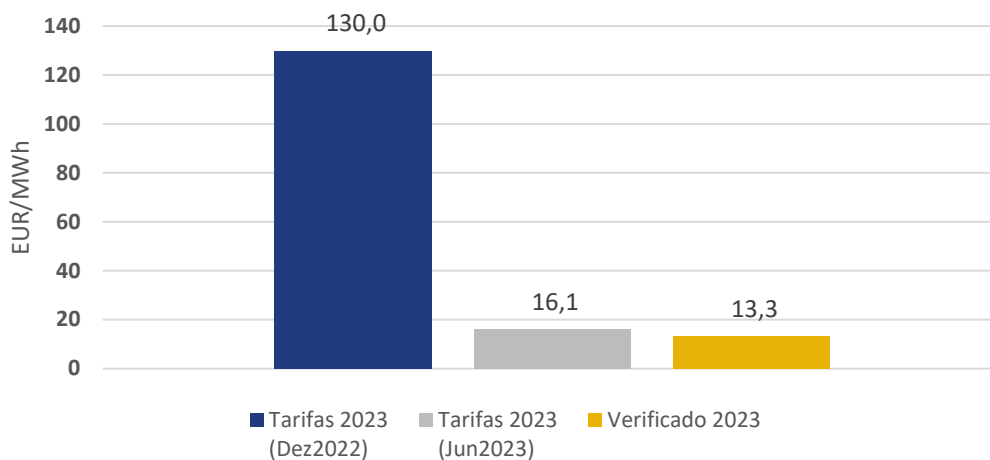
Devido ao preço de mercado ter sido, em termos anuais, inferior ao previsto em dezembro de 2022 e em junho de 2023, como se pode observar na Figura 5-1, a receita unitária da Turbogás diminuiu bastante relativamente ao previsto no processo tarifário de 2023.

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



A descida da receita unitária foi bastante superior ao decréscimo dos custos unitários desta central, pelo que o *mark-up* ocorrido no ano de 2023 diminuiu comparativamente com os implícitos nas tarifas de 2023, definidas em dezembro de 2022 e em junho de 2023, como mostra a Figura 5-2.

Figura 5-2 - Desvio do *mark-up* da central da Turbogás previsto para 2023 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 2023 na central da Turbogás foi semelhante ao previsto em tarifas de 2023.

INCENTIVO PARA A GESTÃO OTIMIZADA DOS CAE NÃO CESSADOS

Tal como referido anteriormente neste capítulo, não foi considerado qualquer valor de incentivo para 2023 devido ao facto do n.º 2 do artigo 300.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não prever, na remuneração do Agente Comercial, uma parcela associada à otimização da gestão dos CAE. No seu lugar, foram aceites os custos de funcionamento da atividade, de acordo com o Quadro 5-3.

O horizonte muito limitado até ao fim do CAE da Turbogás e o facto de um incentivo desta natureza já não estar previsto na legislação em vigor foram argumentos que justificaram a não implementação, à data, de um incentivo nos mesmos moldes do incentivo que vigorou até ao final de 2021. Não obstante, a ERSE continua a monitorizar os custos de funcionamento do Agente Comercial, de modo a aferir a adequabilidade da recuperação na tarifa de UGS dos encargos totais suportados pela atividade, na execução das suas obrigações inerentes aos CAE para com o SEN.

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

O cálculo do desvio provisório de 2024 é calculado de acordo com o ponto 7 do artigo 108.º do RT em vigor, e é apresentado no Quadro 5-9. 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. Como se pode verificar, o ajustamento provisório de 2024 é negativo, o que significa um valor a devolver à empresa.

Quadro 5-9 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2024

		Unidade 10 ³ EUR
		2024
1	Sobrecusto recuperado pela GGS (Dez2023)	290 913
1'	Sobrecusto recuperado pela GGS (Mai2024)	296 976
1" = 1*5/12 + 1'*7/12	Sobrecusto recuperado pela GGS em t-1	294 450
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	66 913
3'	Ajustamento t-1 (Dez2023)	-277 759
3"	Ajustamento t-1 (Mai2024)	-275 359
3 = 3'*5/12 + 3"*7/12	Ajustamento t-1	-276 359
4	Ajustamento t-2	37 021
5	Custos de funcionamento	325
A = 1" - (2-3-4+5)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	-12 126
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de <i>spread</i>	3,835%
B = A * (1+i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-12 591

Nos pontos seguintes serão analisados os ajustamentos entre os valores previstos e estimados para 2024 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.

ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO

O Quadro 5-10 apresenta os valores do diferencial de custo estimado para 2024 pela ERSE, comparando-os com os valores previstos pela ERSE nas tarifas de 2024, em dezembro de 2023 e, posteriormente, na revisão excepcional dessas tarifas em maio de 2024.

Quadro 5-10 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2024

		Unidade: 10 ³ EUR				
		2024 Tarifas (Dez2023) (1)	2024 Tarifas (Mai2024) (1')	2024 Tarifas 2025 (2)	[(2)- (1)]/(1) %	[(2)- (1')]/(1') %
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(1b)	Turbogás	37 243	37 243	36 684	-1,5%	-1,5%
(1)=(1a)+(1b)	Total	37 243	37 243	36 684	-1,5%	-1,5%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(2b)	Turbogás	73 121	42 735	58 807	-19,6%	37,6%
(2)=(2a)+(2b)	Total	73 121	42 735	58 807	-19,6%	37,6%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(3b)	Turbogás	28 282	15 917	18 117	-35,9%	13,8%
(3)=(3a)+(3b)	Total	28 282	15 917	18 117	-35,9%	13,8%
Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços						
(4a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(4b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(4)=(4a)+(4b)	Total	0	0	0	-	-
Receitas sem serviços de sistema						
(5a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(5b)	Turbogás	93 391	48 769	41 571	-55,5%	-14,8%
(5)=(5a)+(5b)	Total	93 391	48 769	41 571	-55,5%	-14,8%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	300	300	6 450	2050,1%	2050,1%
(6)=(6a)+(6b)	Total	300	300	6 450	2050%	2050%
Saldo VPP						
(7a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(7b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(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	0	-	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	0	-	-
Outros Custos						
(9a)	Tejo Energia	1 500	1 500	250	-83%	-83%
(9b)	Turbogás	3 220	9 813	1 076	-67%	-89%
(9)=(9a)+(9b)	Total	4 720	11 313	1 326	-72%	-88%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)-(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	1 500	1 500	250	-83,3%	-83,3%
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)-(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	48 175	56 638	66 663	38,4%	17,7%
(11)=(10a)+(10b)	Total	49 675	58 138	66 913	34,7%	15,1%

Em 2024, estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto para as tarifas de 2024 em dezembro de 2023 e em maio de 2024.

Comparando com a previsão de dezembro, os maiores contributos para o desvio positivo são a maior diminuição das receitas de mercado face à redução dos encargos de energia e com as licenças de CO₂, apesar do aumento das receitas com serviços de sistema. Relativamente às previsões de maio de 2024, o aumento do diferencial de custo com os CAE é explicado pela diminuição das receitas e o aumento dos encargos de energia e com as licenças de CO₂.

Refira-se, novamente, que o encargo de energia estimado para 2024 contempla os custos com a ativação da cláusula *pay* prevista no AGC. 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.

O Quadro 5-11 apresenta as diferenças entre os valores para 2024 implícitos nas tarifas de 2025 e os correspondentes valores usados nas tarifas de 2024, em dezembro de 2023 e maio de 2024, para os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2024.

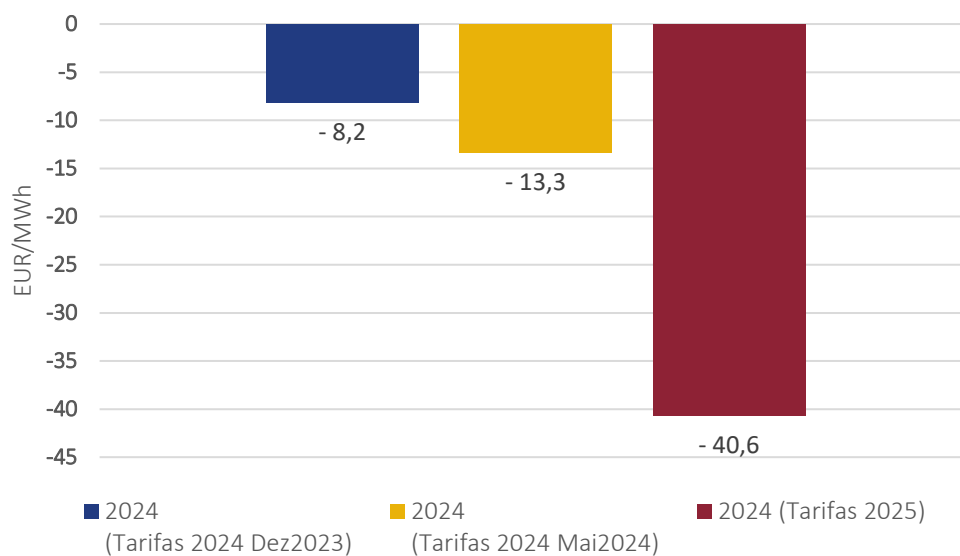
Destaca-se o decréscimo da estimativa das receitas unitárias justificado pela diminuição do preço de energia elétrica no mercado *spot* neste exercício tarifário face a ambas as previsões para as tarifas de 2023. Verifica-se também um aumento do custo unitário sem as licenças de CO₂ (apresentados em euro por unidade de produção elétrica), motivado, por um lado, pela subida dos preços com o combustível da central da Turbogás, e, por outro, pela ativação da cláusula *pay* do AGC.

Quadro 5-11 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2024

		2024 (Tarifas 2024 Dez2023) (1)	2024 (Tarifas 2024 Mai2024) (1')	2024 (Tarifas 2025) (2)
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	88,3	46,0	61,1
	Receita unitária (com serviços sistema)	99,7	68,3	67,5
	Custo variável sem CO ₂	77,8	59,5	82,7
	Custo com licenças CO ₂	30,1	22,2	25,5
	Produção	940	718	711

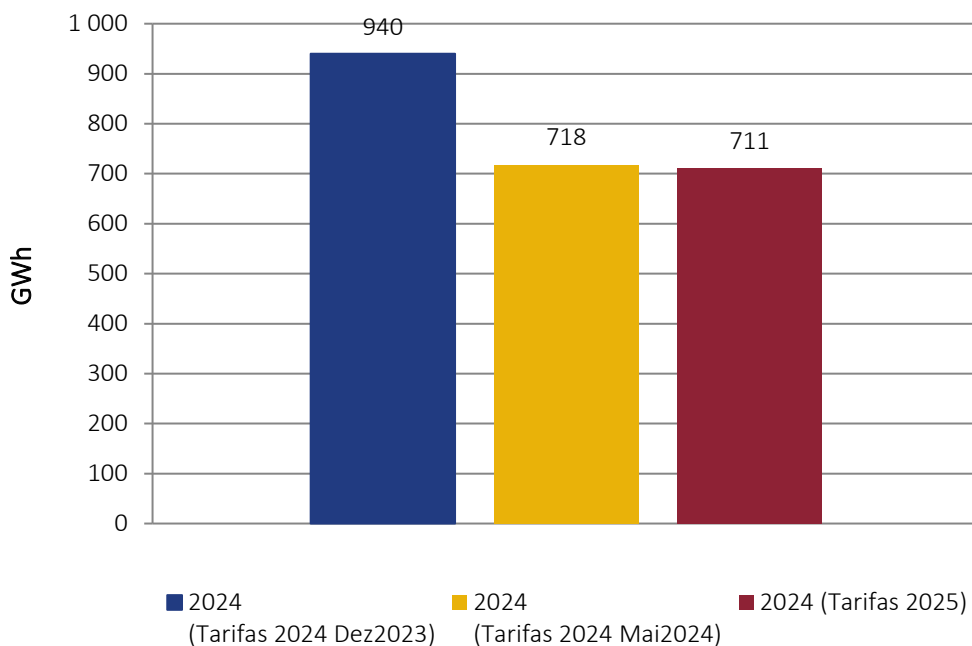
Uma vez que se verifica um aumento dos custos variáveis de exploração e uma diminuição da receita unitária, o *mark-up* da Turbogás desce significativamente, voltando a ser negativo, conforme se ilustra na Figura 5-3.

Figura 5-3 - Desvios em 2024 do *mark-up* da central da Turbogás



A produção estimada da Turbogás para 2024 no exercício tarifário de 2025 ficou ligeiramente abaixo do previsto para tarifas de 2024, conforme se pode verificar na Figura 5-4. Conforme já foi referido, estas quantidades têm subjacente um consumo de gás inferior à QAC.

Figura 5-4 – Desvios estimados para 2024 das quantidades produzidas pela central da Turbogás



CUSTOS DE FUNCIONAMENTO

Como já foi previamente referido, 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 de 2024. Considerando a fusão da REN Trading com a REN Elétrica referida anteriormente, a ERSE decidiu aceitar, em sede de previsões, apenas parte dos custos de funcionamento estimados pela empresa para o primeiro trimestre, que serão reavaliados em fase de ajustamento tarifário.

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 2025, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para este ano.

CORREÇÃO ÀS BASES DE CUSTOS PARA O PERÍODO DE REGULAÇÃO DE 2022 A 2025 DAS ATIVIDADES DE GGS E DE TEE

As contas individuais da REN – Rede Elétrica Nacional, S.A. são elaboradas de acordo com o normativo contabilístico nacional (SNC e respetivas normas NCRF). Assim, no caso desta empresa, o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais (GPA) que resultam dos benefícios pós-emprego (plano de pensões e de cuidados médios) são determinados pela Norma Contabilística e de Relato Financeiro n.º 28 (NCRF 2028).

Recorda-se que a redação desta norma, vigente até 31 de dezembro de 2015, permitia que os GPA pudessem ser, por opção das empresas, reconhecidos:

- diretamente a resultados (opção 1);
- diretamente em capitais próprios (opção 2); ou
- diretamente a resultados, uma parte do montante de GPA, de acordo com o método do corredor (opção 3).

A REN adotou a opção 3, do método do corredor.

A publicação do Aviso n.º 8256/2015, em 29 de julho, que republicou a NCRF 28, implicou, com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2016, que os GPA passassem a ser unicamente reconhecidos no passivo e capital próprio. Assim, o reconhecimento dos GPA deixou de ser um custo do exercício, com reflexo na demonstração dos resultados.

Decorrente desta alteração da norma contabilística, a ERSE, a partir de 2018, o primeiro ano do período de regulação 2018 -2021, deixou de reconhecer na base de custos controláveis, para efeitos de determinação dos proveitos permitidos, os montantes incorridos, a partir de 2016, com os GPA por estes serem reconhecidos, unicamente, nos capitais próprios. Todavia, a ERSE passou a aceitar, fora da base de custos como custos não sujeitos à meta de eficiência, um montante anual (anuidade), durante 11 anos (2016 a 2026) que refletia a amortização dos valores referentes a GPA acumulados até 31 de dezembro de 2015 (a data de transição resultante da harmonização das normas contabilísticas nacionais e internacionais), por forma a garantir que o efeito regulatório das alterações contabilísticas fosse neutro para a empresa e para o sistema. Esta anuidade resulta no reconhecimento, em proveitos permitidos, do montante dos GPA acumulados que ainda não tinha sido reconhecido em resultados por força da aplicação do método do corredor. Esta determinação da ERSE encontra-se justificada no documento de [“Parâmetros de Regulação para o Período 2018 a 2020”](#), tendo sido novamente referida no documento de [“Parâmetros de Regulação para o Período 2022 a 2025”](#).

Contudo, contrariamente às orientações claramente detalhadas nos referidos documentos, a partir de 2016, observa-se, entre as contas estatutárias e contas reguladas da REN, diferentes práticas contabilísticas de reconhecimento dos GPA. Nas primeiras, a REN passou a seguir a nova determinação contabilística e não reconhece os montantes relativos aos GPA na demonstração dos resultados, mas sim em capitais próprios.

Nas segundas, a REN segue outra prática, mas não o indica de forma clara. Assim, no ponto do Relatório e Contas Reguladas da REN relativo aos GPA das atividades de TEE e de GGS, a empresa refere que a alteração contabilística supra indicada levou a que os movimentos que lhes estão associados deixassem de ser reportados na sua demonstração dos resultados. Contudo, na nota do ABRD relativa aos gastos com o pessoal reporta que o montante destes gastos inclui o reconhecimento do montante relativo aos GPA de acordo com o método do corredor.

Assim, devido ao reporte equívoco dessa informação por parte da REN, este valor foi considerado nos gastos com pessoal incluídos na definição da base de custos aplicável ao período de regulação que se iniciou em 2022 nas atividades de TEE e de GGS da REN, situação que importa agora corrigir. Neste contexto, de acordo com o artigo 226.º do RT e, subsidiariamente, dos artigos 163.º e seguintes do Código do Procedimento Administrativo, efetua-se uma revisão (em baixa) no proveitos permitidos nas atividades de TEE e de GGS, equivalente a uma redução da base de custos inicial, de 3 815 milhares de euros e de 228 milhares de euros, respetivamente, referentes aos anos de 2022 e 2023, refletidos no ajustamento de 2023 com os devidos juros regulatórios, e de 2 087 milhares de euros e de 122 milhares de euros, respetivamente, em 2025. Estes valores, calculados de acordo com as metodologias aplicadas na definição dos parâmetros para o período de regulação 2022-2025⁵⁰, são repercutidos na rubrica de “montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados nas metas de eficiência”, nos respetivos quadros de proveitos permitidos e ajustamentos que se apresentam de seguida. Como a metodologia de regulação aplicada a estas atividades não prevê ajustamentos provisórios para o ano t-1, a correção referente ao ano de 2024 será efetuada em sede de ajustamento definitivo no exercício tarifário de 2026.

⁵⁰ Estas metodologias encontram-se detalhadas no documento “[Parâmetros de Regulação para o Período 2022 a 2025](#)”. O valor do corte efetuado na base de custos inicial evoluiu ao longo do período de regulação de acordo com o IPIB-X e com os indutores de custos aplicáveis a cada atividade.

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 acrónimo 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 OPEX⁵¹, aplicando-se uma regulação por custos aceites no CAPEX⁵². Para o período de regulação que se iniciou em 2022 foram mantidas as metodologias de regulação⁵³. Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos ao nível do OPEX, através da revisão da base de custos⁵⁴.

Como referido no ponto 1, a revisão do RT ocorrida em 2023⁵⁵, decorrente da publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, 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:

- Alteração da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), para Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA), com as seguintes implicações:
 - Os proveitos permitidos do OLMCA passam a ser recuperados através de um preço regulado e, supletivamente, pela parcela I da tarifa UGS. Esta componente de proveitos permitidos a recuperar pela tarifa passa a integrar os custos de gestão global do sistema, de acordo com o n.º 2 do artigo 108.º do RT, sendo transferida para o OLMCA. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.3.
 - Nos termos da disposição transitória prevista no artigo 223.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. Como os custos com esta atividade já estão considerados na base de

⁵¹ *Operational Expenditure*, que corresponde aos gastos operacionais deduzidos das amortizações.

⁵² *Capital Expenditure*, que corresponde aos custos com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

⁵³ No processo que decorreu da [Consulta Pública n.º 101](#).

⁵⁴ A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de GGS encontra-se no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)».

⁵⁵ Enquadrada pela [Consulta Pública n.º 113](#).

custos de exploração definida no início do atual período de regulação, esta disposição transitória não implicou alterações à metodologia de regulação da atividade de GGS. No entanto, em sede de ajustamentos reais de 2024, os valores recebidos a título de preço regulado deverão ser devolvidos à tarifa.

- Recuperação de custos com a ERSE e com a Autoridade da Concorrência passa a ser feita através da parcela I da tarifa UGS, sendo estes custos integrados nos custos de gestão global do sistema, uma vez que não são considerados como CIEG;
- Introdução da possibilidade de repercussão dos CIEG ao nível da atividade GGS nos proveitos a recuperar por esta atividade até um período máximo de 5 anos.

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

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).

Neste contexto, os custos razoáveis definidos pela ERSE com a prestação dos serviços por parte da Turbogás ao SEN durante o ano de 2024 são recuperados pelos proveitos permitidos do Gestor Global do Sistema no ano de 2025, na rubrica “Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG”.

Adicionalmente, o Despacho n.º 72/2024/MAEn, de 19 de novembro, da Senhora Ministra do Ambiente e Energia, prorrogou o período transitório do CAE da Tapada do Outeiro por três meses, ao abrigo do Acordo suprarreferido. Refira-se que o Acordo ainda prevê novo prolongamento por três meses adicionais, motivo pelo qual são também reconhecidos, nos proveitos da atividade de GGS, os custos relativos ao Acordo previstos suportar pela REN no primeiro semestre de 2025.

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 2025. Pequenas diferenças que possam ocorrer entre estes montantes e os montantes correspondentes, que serão publicados na sequência da Consulta Pública n.º 124 da ERSE, serão naturalmente corrigidas em sede de cálculo dos ajustamentos aos 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 110.º a 112.º do RT e encontra-se calculado no Quadro 5-12.

Quadro 5-12 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade: 10 ⁷ EUR			
		T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	2025P em T2025	Varição (%)
		(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1)*5/12 + (1')*7/12)] / [(1)*5/12 + (1')*7/12]
Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)					
A = 1 + 2 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 - 12	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	41 358	41 358	46 463	12,3%
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	19 017	19 017	19 474	
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	11 085	11 085	10 519	
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 762	8 762	8 603	
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	53 369	53 369	54 951	
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	5,27%	5,27%	5,23%	
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	491	491	959	
7	Custo com a ERSE	7 809	7 809	8 781	
8	Transferência para a Autoridade da Concorrência	465	465	528	
9	Parcela dos proveitos permitidos do OLMCA prevista recuperar pela UGSI	674	674	744	
10	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772	2 650	
11	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 1309/2010	0	0	0	
11	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	0	0	0	
	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	
12	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	465	465	-3 767	
B = 1' + 5' - 6' + 7' + 14' + 15' + 16' + 17' + 18' + 19' - 20'	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	623 340	624 246	253 467	-59,4%
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Défice tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	315 575	310 418	183 653	
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	145 009	147 609	105 486	
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	170 152	162 394	77 726	
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	-441	
5'	Proveitos a recuperar pela atividade de CVEEAC do AC	290 913	296 976	11 972	
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	0	0	0	
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	11 333	11 333	11 072	
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	10 831	10 831	10 583	
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%	0,00%	
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e participações	161 777	161 777	151 070	
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	10 831	10 831	10 583	
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	502	502	489	
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	502	502	489	
14'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	0	
15'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0	29 927	
16'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	0	
17'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	334	334	-230	
18'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	0	0	15 581	
19'	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos CIEG da GGS do ORT	0	0	0	
20'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-46	-46	-1 491	
C = A+B	Proveitos a recuperar da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	664 698	665 604	299 929	-55%
D = (A - 9) + (B - 5' + 6') - 19'	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	373 110	367 953	287 213	-22,4%
E	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	491	491	959	
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	0	
G	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	465	465	-3 767	
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	-414	-414	-441	
I	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-46	-46	-1 491	
J = D + E + F + G + H + I	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	373 606	368 449	282 473	-23,8%

Nota: os proveitos permitidos de 2024 correspondem à ponderação entre os valores constantes das colunas (1) e (1') na razão de 5/12 da coluna (1) e 7/12 da coluna (1').

Fonte: ERSE, REN

Tal como se pode observar do quadro anterior, verifica-se uma redução significativa dos proveitos a recuperar pela atividade de GGS, quer face ao valor de Tarifas de 2024 definido em dezembro de 2023, quer face ao valor definido em maio na revisão excecional de Tarifas para 2024. Esta redução deve-se, sobretudo, à variação dos proveitos a recuperar pela atividade de CVEEAC do AC (linha 5'), decorrente do

término do CAE da Turbogás⁵⁶, que foi apenas parcialmente compensado pela consideração dos custos decorrentes do acordo de transição com a Turbogás (linha 15') e, em menor medida, à redução dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (linha 1').

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

CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO

Para o atual período de regulação, tendo em conta a metodologia de regulação a aplicar à atividade de GGS, procedeu-se à definição dos parâmetros a aplicar para os custos de exploração, e da base de custos de exploração, bem como a avaliação das metas de eficiência a aplicar. Desta forma os valores dos custos de exploração (linha 1 do Quadro 5-12) resultam da análise e das definições plasmadas no documento [«Parâmetros de regulação para o período 2022-2025»](#).

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 2025, 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 anos⁵⁷.

Relativamente a este tema, esta rubrica reflete também um corte de proveitos decorrente da correção efetuada às bases de custos das atividades de TEE e de GGS da REN, justificado no ponto 5.2. Na atividade de GGS o corte de proveitos efetuado em 2025 foi de 122 milhares de euros.

⁵⁶ Esta questão encontra-se desenvolvida no ponto 5.1

⁵⁷ 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”.

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

SOBRECUSTO DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS DOS AÇORES E DA MADEIRA

O RT prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental seja suportado por todos os consumidores nacionais através da tarifa de Uso Global do Sistema. Em 2025 observa-se uma redução dos sobrecustos com a convergência tarifária, quer na Região Autónoma dos Açores, quer na Região Autónoma da Madeira, tanto devido à redução acentuada dos proveitos permitidos destas regiões, como ao aumento da Tarifa de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.

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 2025, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos de 2023, uma taxa de remuneração dos terrenos igual a 0%.

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» (sublinhado nosso). 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.

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, com o objetivo de aprofundar o conhecimento de alguns aspetos de funcionamento e organização da empresa, designadamente o enquadramento atual da sua atividade e a avaliação do nível de custos. Os esclarecimentos obtidos no local foram complementados por comunicação de correio eletrónico posterior, remetida no dia seguinte pela empresa à ERSE.

Dos elementos disponíveis pode concluir-se que:

- (i) A Enondas está inibida de efetuar novos investimentos, conforme determinado no Despacho n.º 6/SEEnergia/2012, de 25 de junho, e nas Resoluções do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, de 9 de dezembro, e n.º 12/2018, de 19 de fevereiro, até à alteração da localização da Zona Piloto com o projeto Windfloat. Na prática, a empresa não pode, até determinação do Concedente, desenvolver a atividade para a qual foi constituída, embora se mantenha em vigor o respetivo Contrato de Concessão;
- (ii) A última aprovação de custos pelo Concedente consta do referido Despacho n.º 6/SEEnergia/2012, de 25 de junho, por referência ao período de 2011 a 2014, de acordo com pedido apresentado pela empresa e, seguindo parecer prévio da ERSE, com condição de verificação por esta Entidade Reguladora de elementos adicionais a enviar pela empresa em sede tarifária;
- (iii) A Enondas remeteu novo pedido de aprovação apenas em 2016, por referência a esse ano, que foi sujeito a parecer da ERSE, mas que não obteve aprovação final do Concedente. Não foram identificados quaisquer outros pedidos de aprovação, nem decisões do Concedente neste âmbito.

Na cláusula 17.ª do Contrato de Concessão celebrado entre o Estado e a Enondas, é definido o regime económico-financeiro da Concessão. De acordo com o disposto no n.º 1, concretizado pelos n.ºs 2 e 3, é garantida uma remuneração adequada à Concessionária, através do reconhecimento dos **custos de investimento** e dos **custos de operação e de manutenção** nos seguintes pressupostos/condições:

- (i) gestão eficiente;
- (ii) necessidade de aprovação prévia pelo membro do Governo responsável pela área da energia, após parecer vinculativo da ERSE.

Conforme verificado em resultado da ação de fiscalização realizada pela ERSE, a Enondas apenas obteve aprovação dos custos de investimento e dos custos de operação e de manutenção para o período de 2011 a 2014, com a última aprovação promovida pelo Despacho n.º 6/SEEnergia/2012, de 25 de junho, ainda que com a condição de verificação pela ERSE após envio de elementos adicionais pela empresa. Desde então, não há evidência de aprovações posteriores, sendo que a empresa apresentou somente um pedido de aprovação de contas em 2016, por referência a esse específico ano. Esse pedido, apesar de sujeito a parecer da ERSE, não obteve decisão final. De acordo com a informação recolhida pela ERSE e disponibilizada pela empresa, não foi apresentado pela Enondas qualquer outro pedido de aprovação até à data ou realizada qualquer outra diligência junto do Concedente.

A última autorização obtida nos termos do n.º 1 da Cláusula 17.ª reporta-se a um período concreto, de 2011 a 2014, já há muito ultrapassado. Não se identifica no Despacho n.º 6/SEEnergia/2012, de 25 de junho, qualquer menção que permita a produção de efeitos a anos posteriores. A própria Enondas, nos pedidos de aprovação apresentados, reporta-se a períodos temporais específicos: veja-se o pedido apresentado em 2012, que se reporta ao período de 2011 a 2014 (por consubstanciar uma alteração ao pedido de 2011) e que foi aprovado nesses termos, e o pedido (não aprovado) de 2016, por referência a esse mesmo ano. Pelo que apenas se pode concluir que em momento algum foi pedida ou questionada, ou sequer admitida, a extensão de anteriores orçamentos aos anos subsequentes.

O facto de a atividade da empresa, tal como definida no Contrato de Concessão, se encontrar paralisada não orienta no sentido da desnecessidade de cumprimento das condições previstas no n.º 1 da cláusula 17.ª. Tanto assim que não se identifica qualquer decisão do Concedente nesse sentido. Não obtendo a necessária aprovação, recairia sobre a Concessionária o ónus de acionar os meios legais ao seu dispor, nos termos legais e definidos no Contrato de Concessão.

Assim sendo, não tendo a Enondas apresentado pedido de reconhecimento de custos de operação e de manutenção desde 2016, nem tendo obtido a necessária aprovação para os efeitos do n.º 1 da Cláusula 17.ª do Contrato de Concessão desde 2012, para efeitos posteriores a 2015, a ERSE, no exercício das suas competências e no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não dispõe de fundamento, nem legitimidade, para o reconhecimento de custos não aprovados pelo Concedente.

No exercício das suas competências, entre as quais de regulação, supervisão e fiscalização, a atividade da ERSE é sustentada nos seus Estatutos⁵⁸, na Lei-Quadro das Entidades Administrativas Independentes⁵⁹, na legislação setorial aplicável⁶⁰ e supletivamente no Código de Procedimento Administrativo (CPA)⁶¹. Neste âmbito, a ERSE encontra-se legitimada a rever as decisões tarifárias por si tomadas. Fá-lo com fundamento em reserva de revogação no caso de atos constitutivos de direitos, na medida em que o quadro normativo aplicável consinta a precarização do ato em causa e se verifique o circunstancialismo específico previsto na própria cláusula, nos termos da alínea d) do n.º 2 do artigo 167.º do CPA. Pode, ainda, proceder à anulação administrativa dos atos tarifários, ainda que parcial, no prazo de cinco anos quando o respetivo beneficiário tenha utilizado artifício fraudulento com vista à obtenção da sua prática (artigo 168.º, n.º 4, alínea a)), ou quando se trate de atos constitutivos de direitos de conteúdo pecuniário cuja legalidade, nos termos da legislação aplicável, possa ser objeto de fiscalização administrativa para além do prazo de um ano, com imposição do dever de restituição das quantias indevidamente auferidas (artigo 168.º, n.º 4, alínea c)). Os poderes em causa conferidos pelo CPA foram transpostos para o Regulamento Tarifário a partir da revisão operada em 2021⁶², constando expressamente formulados no atual artigo 226.º do RT. Mas, em todo o caso, a ERSE dispõe de tais competências relativamente a período anterior por força de lei (CPA).

Assim, não apenas as decisões tarifárias são precarizáveis, como é do conhecimento das empresas reguladas, como no caso concreto a revisão dos atos em causa, constitutivos de direitos de conteúdo pecuniário, decorre de ação de fiscalização regularmente realizada e legalmente habilitada. Tendo sido verificado, em resultado da fiscalização realizada, que a Enondas obteve o reconhecimento indevido, por falta de condição legal, cabe à ERSE, por imperativo legal e de justiça, rever os proveitos atribuídos no período em causa. De outro modo, a situação ociosa, com custos para os consumidores, manter-se-ia.

Com efeito, subsidiariamente, atente-se que, no decurso da fiscalização, verificou-se a alocação de custos não adequados à atividade atualmente desenvolvida pela Enondas.

Por um lado, verificou-se que os gastos operacionais da empresa, particularmente quanto à afetação, para efeitos de imputação de custos, em *full-time* do único colaborador se revelam desproporcionais face à atividade desenvolvida, praticamente parada desde 2016 e que a própria reconhece estar «reduzida ao

⁵⁸ Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002 de 12 de abril.

⁵⁹ Lei n.º 67/2013, de 28 de agosto.

⁶⁰ Entre os quais, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

⁶¹ Aprovado pelo Decreto-Lei n.º 4/2015, de 7 de janeiro.

⁶² Artigo 230.º do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

mínimo indispensável». Aliás, o funcionário tem uma função formalizada afeta a um edifício que, sendo do grupo REN, é estranho à concreta atividade da Concessionária.

Quanto aos gastos com Fornecimentos e Serviços Externos (FSE), embora a empresa seja obrigada a manter a concessão, o que poderá exigir serviços mínimos, considera-se que não se justificam os gastos apresentados dado o longo período de real inatividade, que é superior ao dos cinco anos que é objeto de atuação da ERSE em consequência da fiscalização efetuada. Assim, a informação recolhida indica que, à luz de uma gestão eficiente, considerando a situação de indefinição atual e a ausência de sinal de concretização governativa, sabendo-se que a REN terá antecipadamente conhecimento de qualquer impulso e definição pelo Concedente, o nível de gastos operacionais apresentado pela Enondas não é justificado para ser considerado adequado.

Face a todo o exposto *supra*, em 2025, a Enondas irá devolver ao sistema elétrico os proveitos correspondentes ao CAPEX decorrente dos custos que a ERSE considera que foram indevidamente suportados nos últimos cinco anos reais, que consistem nos custos operacionais reais da Enondas para os exercícios económicos de 2018 a 2022, no montante de 915 milhares de euros de gastos capitalizados acumulados nesse período. Não se considera, igualmente, o CAPEX decorrente dos montantes previsionais (t-1 e t) destas naturezas de custos. O efeito acumulado, em proveitos permitidos de 2025, desta não aceitação de custos operacionais capitalizados ascende a cerca de -0,49 milhões de euros.

Assim, o processo de cálculo tarifário para 2025 inclui um ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas que ascende a 0,36 milhões de euros⁶³, que considera o ajustamento extraordinário de anos anteriores decorrente da não aceitação de custos operacionais acima detalhada.

O Quadro 5-13 apresenta o cálculo dos proveitos da Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema, bem como o ajustamento aos proveitos permitidos de 2023.

⁶³ Ajustamento com sinal negativo significa valor a devolver à empresa.

Quadro 5-13 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

		Unidade: 10 ⁶ EUR			
		Tarifas 2023	2023	Tarifas 2024	Tarifas 2025
A = 1 + 2 * 3	Custos com capital	438	324	291	161
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	381	296	234	151
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	1 196	596	1 075	198
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	4,75%	4,75%	5,27%	5,23%
B	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	1	0	0
C	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª 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	1	1	-43	391
E	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	0	-248	0	0
F = A + B - C - D + E	Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	76	334	-230
G = F	Recuperado via UGS		436		
H = G - F	Desvio do ano		360		
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-1$ + spread		3,835%		
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-2$ + spread		4,369%		
$I = H \times (1 + i_{t-2}) \times (1 + i_{t-1})$	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos		391		

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 Portaria⁶⁴, 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.

A REN indica nas contas previsionais os montantes previstos deste incentivo para os anos de 2022 e 2023, de 3,5 milhões de euros e de 11,5 milhões de euros (sem juros), respetivamente, correspondente às centrais de Daivões e Gouvães, que entraram em exploração em 2022. No ano de 2024, o incentivo previsto pela REN é de 13,3 milhões de euros (sem juros), incluindo, adicionalmente, a central de Alto Tâmega, que entrou em exploração em 2024. Os montantes deste incentivo já haviam sido reportados pela REN em exercícios tarifários anteriores e na preparação do exercício tarifário de 2025 a empresa solicitou a confirmação da ERSE para que o produtor inicie a faturação do incentivo. Nesta solicitação, revelou existirem Despachos do membro do Governo responsável pela área da energia, em dezembro de 2023,

⁶⁴ Na redação dada pela Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro.

que reconheceram a elegibilidade das centrais de Daivões e Gouvães para receberem o incentivo, dos quais a ERSE não havia sido notificada.

Nesse sentido, a ERSE diligenciou junto da DGEG para obter os referidos Despachos e a proposta da DGEG que os suportou, uma vez que a ERSE não tinha sido atempadamente consultada, como previsto legalmente, quanto ao montante do incentivo para o primeiro ano de aplicação, neste caso 2022, nem relativamente ao montante anual do incentivo nos anos seguintes (artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012). Nestas diligências, a informação recolhida permitiu concluir que as propostas feitas pela DGEG, que deram origem aos despachos do membro do Governo acima referidos, não mencionam explicitamente os montantes do incentivo das centrais de Daivões e Gouvães no ano de reconhecimento de elegibilidade (2022). Com base nos elementos recolhidos da DGEG⁶⁵, a ERSE determinou os montantes do incentivo para estas duas centrais no ano de 2022, conforme o previsto na Portaria n.º 251/2012.

Face ao exposto, a ERSE considera estarem reunidas as condições para a repercussão no exercício tarifário de 2025 dos incentivos à garantia de potência das centrais de Daivões e Gouvães referentes a 2022, acrescidos de juros previstos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, tendo por referência o exercício tarifário de 2023⁶⁶, num total de 3,55 milhões de euros. No que respeita aos incentivos destas duas centrais referentes a 2023 e 2024, ainda não foram solicitados à ERSE os pareceres previstos no artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, aguardando-se informações da DGEG quanto à tramitação do processo, que envolve, designadamente, a determinação dos coeficientes de disponibilidade final desses centros eletroprodutores (artigo 15.º da Portaria n.º 251/2012).

Não obstante, antecipando que esses montantes possam vir a ser homologados pelo membro do Governo responsável pela área da energia no decorrer de 2025, optou-se por repercutir provisoriamente (a título previsional) nos proveitos da atividade de GGS de 2025 o valor do incentivo referente ao ano de 2023, de

⁶⁵ Daivões com potência instalada líquida de 118,1MW (2 grupos de 57MW/65MVA e 1 grupo de 4,1MW/4,6MVA) e Gouvães com potência instalada líquida de 880MW (4 grupos de 220MW/245MVA). Para ambas as centrais, o “índice de cumprimento do prazo” é de 1,05, por terem a licença de exploração atribuída “até seis meses antes do termo do prazo fixado na licença de produção”, acrescido de eventuais prorrogações concedidas nos termos da lei (vide artigo 12.º, n.º 2, alínea d), subalínea i) da Portaria n.º 251/2012). Em 2022, o “índice de valorização da disponibilidade” é de 1,00 (vide alínea e) do n.º 2 do artigo 12.º e a alínea a) do n.º 3 do artigo 15.º ambos da Portaria n.º 251/2012), para as duas centras, enquanto em 2023 se assume provisoriamente que este índice também é de 1,00, até que sejam apurados e homologados os coeficientes de disponibilidade final de cada grupo gerador.

⁶⁶ 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 (2022), 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 2023 (1,335%).

12,03 milhões de euros (incluindo juros ⁶⁷), evitando dessa forma o acumular de montantes de vários anos a repercutir em exercícios tarifários seguintes e respetivos juros, em benefício da estabilidade do SEN.

Apesar desta consideração nas tarifas de 2025, a transferência do montante do incentivo referente ao ano de 2023, por parte do Gestor Global do Sistema à Iberdrola, carecerá de homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Para estas duas centrais, fica por repercutir o valor do incentivo referente ao ano de 2024.

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), aguardam-se esclarecimentos da DGEG sobre a tramitação do processo, motivo pelo qual também não se procedeu à sua repercussão nos proveitos de 2025.

Em sede de audiência prévia, a Iberdrola manifestou ter direito, ao abrigo do artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, a receber juros correspondentes aos anos de 2022 e seguintes, para as centrais de Daivões e Gouvães. A empresa justificou esta posição com o facto de os montantes devidos não terem sido pagos no ano civil seguinte àquele a que se reportam, razão pela qual os juros deverão cobrir, não só o ano civil anterior, como também o período de mora. Para esse efeito, a Iberdrola invocou que seria aplicável o artigo 1.º da Lei n.º 3/2010, de 27 de abril, que estabelece que o Estado tem a obrigação de pagar juros de mora pelo cumprimento tardio de qualquer obrigação pecuniária.

Atento o invocado pela Iberdrola, cumpre esclarecer que a ERSE reconhece e considera em tarifas para 2025 o período de juros estipulado pelo artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, que apenas prevê o pagamento de juros anuais, não estando prevista a composição e capitalização de juros, designadamente em função de eventuais atrasos na execução do estipulado.

A ERSE não coloca, assim, em causa o direito da Iberdrola a receber os valores que lhe são devidos a título de garantia de potência, nos termos da Portaria n.º 251/2012, nem questiona a obrigação imposta ao Estado pelo artigo 1.º da Lei n.º 3/2010, quando este possa ter aplicação (v.g. n.º 3 do artigo 805.º do Código Civil). O que não se pode aceitar, porém, é que a responsabilidade pelo pagamento de juros por eventuais atrasos de execução possa, sem mais, ter incidência tarifária.

⁶⁷ Taxa determinada da mesma forma descrita na nota de rodapé anterior, para o incentivo que se reporta ao ano de 2023. 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 2024 (4,378%).

Nestes termos, considerando-se a Iberdrola lesada, deverá a mesma agir, nos termos que considerar convenientes, junto das entidades que identifique como, eventualmente, responsáveis, uma vez que a ERSE não é responsável por qualquer atraso (nem a Iberdrola o invoca) e, conseqüentemente, na ausência de outro fundamento, por qualquer pagamento que possa ser alocado às tarifas.

Face ao exposto, os proveitos de 2025 da atividade de GGS consideram a repercussão de 15,58 milhões de euros na parcela de custos com mecanismos de capacidade, que dizem respeito aos incentivos à garantia de potência das centrais de Daivões e Gouvães dos anos 2022 e 2023.

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 2025 e com a informação disponível, não se perspetiva a ocorrência de encargos no ano de 2025 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 2025 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

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 15’ do Quadro 5-12), os custos pagos pela REN à Turbogás no âmbito da solução transitória para a central da Tapada do Outeiro referida anteriormente. Mais especificamente, os gastos relacionados com o montante fixo mensal a pagar durante o período transitório, de 30 de março a 31 de dezembro de 2024 (cerca de 14,7 milhões de euros, antes de juros) e até ao final do segundo semestre de 2025 (cerca de 9,9 milhões de euros). Acrescem a estes montantes os valores com o financiamento da Tarifa Social a serem suportados pela Turbogás nesses períodos (cerca de 4,7 milhões de euros).

5.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 114.º a 116.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2025 pela tarifa de Uso Global do Sistema são calculados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2023 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2023.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2023 a repercutir nas tarifas de 2025 encontra-se calculado no Quadro 5-14⁶⁸. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento a devolver pela empresa (linha K) resulta, sobretudo, do diferencial de faturação face aos proveitos a recuperar (linhas D e C), uma vez que os proveitos a recuperar, recalculados com base em valores reais (linha C) não diferem significativamente dos proveitos a recuperar definidos em tarifas de 2023 (valor médio entre a definição tarifária de dezembro de 2022 e de junho de 2023, de 297,6 milhões de euros).

⁶⁸ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 5-14 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2023

Unidade: 10³ EUR

Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2023	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)
A = 1 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11 - 12	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	42 796	41 411	41 411
1 = 2 + 3 * 4 - 5	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	9 992	10 583	10 583
2	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 910	8 422	8 422
3	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	43 038	49 467	49 467
4	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	5,27%	4,75%	4,75%
5	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	187	187	187
6	OPEX Revenue Cap - Custos de exploração da atividade de GGS do ORT aceites no cálculo de proveitos	18 060	18 060	18 060
7	Acréscimo de custos exploração ocorridos posteriormente à definição do OPEX sujeito a aprovação	2 204	0	0
8	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 544	2 772	2 772
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 592/2010	0	0	0
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013 (Sem Ajustamentos)	0	0	0
11	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	-7 026	-7 026	-7 026
12	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 969	-2 969	-2 969
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	-339 354	-593 048	-84 874
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	251 741	247 429	256 053
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	122 456	117 396	127 517
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	128 765	129 513	128 016
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	-520	-520	-520
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	-628 194	-877 969	-378 419
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 220	12 220	12 220
8' = 9' + 10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 671	11 671	11 671
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%	0,00%
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e participações	173 028	173 028	173 028
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 671	11 671	11 671
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	549	549	549
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	549	549	549
14'	Custo com a ERSE	7 354	7 354	7 354
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	447	447	447
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	0
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0	0
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	4 745	5 139	5 139
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	436	436	436
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	0	0	0
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-11 897	-11 897	-11 897
C = A+B	Proveitos a recuperar da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	-296 558	-551 637	-43 463

Unidade: 10³ EUR

Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2023
C = A+B	Proveitos a recuperar da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	-296 558
D	Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS	-301 337
E = D - C	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	-4 779
F	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2	4,369%
G	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1	3,835%
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)	-5 179
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	-430
J	Acerto provisório CAPEX, previstos para t-1, a repercutir no ano T (C/ Juros)	509
K = H - I - J	Ajustamento do ano t-2 da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-5 259

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 2023, sobretudo por via da redução ao nível das transferências para exploração (linha 4 do Quadro 5-15).

Quadro 5-15 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	Valores dos ativos	2023	2023P em T2023
1	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	1 105 605	1 110 866
2	Ativo em Exploração Total - Investimento Custos Técnicos	878	1 111
3	Ativo em Exploração Total - Investimento Encargos Financeiros	0	0
4	Ativo em Exploração Total - Transferências para Exploração	11 739	14 710
5	Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-239	0
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5	Ativo em Exploração Total - Saldo final	1 117 983	1 126 687
7	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	877 242	877 493
8	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	20 184	20 695
9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-216	0
10 = 7 + 8 + 9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo final	897 210	898 188
11	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	2 496	2 496
12	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Saldo final	2 618	2 496
13	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Início Ano	2 055	2 056
14	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	55	53
15	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Regularizações Amortização	0	0
16 = 13 + 14 + 15	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Fim Ano	2 110	2 108
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]	666 979	666 979
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]	35 042	35 042
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]	678 650	678 650
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]	35 590	35 590
25	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 671	11 671
26	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	549	549
27 = 1 - 7 - (11 - 13)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	227 922	232 933
28 = 6 - 10 - (12 - 16)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	220 265	228 111
29 = 8 - 14	Amortização referente a ativos da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios)	20 130	20 642
30 = 29 - 25 - 26	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 910	8 422
31 = 27 - (17 - 18) - (19 - 20)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Início Ano	40 757	45 767
32 = 28 - (21 - 22) - (23 - 24)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Fim Ano	45 320	53 166
33 = (31 + 32)/2	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	43 038	49 467

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 2023, 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 anos⁶⁹.

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 ponto 5.2. Na atividade de GGS, o corte de proveitos referente a 2022 e a 2023 ascende a 228 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.

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.

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".

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.

Consideram-se aceitáveis no mesmo plano, os custos relacionados com a implementação dos códigos de rede nas aplicações MRC, SAP, SIDC, 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.

Em ambos os casos (CORESO e ENTSO-E), e com especial relevo na CORESO, a ERSE confirmou que, à semelhança do verificado no ano anterior, uma parte muito significativa dos custos está relacionada com aumento das remunerações das equipas, legalmente indexadas à inflação, bem como com o crescimento dos FTE (recursos humanos “*Full Time Equivalent*”, medidos em horas) da CORESO, no contexto da transição de Coordenador de Segurança Regional (RSC) para Centro Coordenador Regional (RCC), imposta pelo Regulamento (UE) 2019/943, de 5 de junho de 2019.

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 terminar este ano, iniciando a sua operacionalização em 2025.

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.

No que diz respeito à Banda de Reserva de Regulação (que veio a ser substituída pela banda mFRR) a ERSE acede aos comentários apresentados pela empresa, aceitando os custos correspondentes.

Fora do âmbito das plataformas europeias, a REN apresenta também um custo de 135 milhares de euros, com a designação “Proj.Cessação CAE TPO”, que corresponde à contratação⁷⁰ e operacionalização da auditoria referida no número 4 do artigo 300.º do Decreto Lei 15/2022 de 14 de janeiro. Uma vez que este custo decorre de uma obrigação legal e regulamentar da REN, no âmbito do processo de cessação do CAE da central da Tapada do Outeiro, e tendo a empresa apresentado evidências documentais que os suportam, a ERSE considera este valor nos custos afetos à gestão do sistema.

A REN apresenta ainda custos com o contencioso nos serviços de interruptibilidade, de 18 milhares de euros que, no ano passado, foram objeto da análise da ERSE, não tendo sido reconhecidos⁷¹. 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 2024, sendo os custos reconhecidos em sede de proveitos resultante da aplicação regulamentar nacional ou europeia.

Desta forma, foi considerado um valor adicional de 2 204 milhares de euros fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência, conforme apresentado seguidamente no Quadro 5-16.

⁷⁰ À *Afry Management Consulting Ltd*, com os serviços especializados de supervisão técnica para apoio da REN contratados à Tecnoveritas.

⁷¹ A justificação para a não consideração dessas obras encontra-se detalhada no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico](#)».

Quadro 5-16 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência

Unidade: 10³ EUR

Custos de plataformas afetas à gestão do sistema	2022	2023
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling) [REN]	56	59
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform) [REN]	151	228
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project) [REN]	99	111
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation) [REN]	10	13
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange) [REN]	-38	287
Custos com as plataformas GGS - MARI (Manually Activated Reserves Initiative) [REN]	339	187
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) [REN]	96	18
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]	1 613	2 084
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment) [REN]	245	56
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [REN]	878	1 193
Custos com as plataformas GGS - Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) [REN]	35	35
Custos com as plataformas GGS - GIG (Gestão Integrada de Garantias (OMIP)) [REN]	63	87
Custos com as plataformas GGS - Regulamento do autoconsumo [REN]	93	97
Custos com as plataformas GGS - STA (Short Time Adequacy) e OPC (Outage Planning Coordination) [REN]	203	153
Custos com as plataformas GGS - FSKAR (Financial Settlement of K_Delta_f, ACE and ramping period) [REN]	8	1
Custos com as plataformas GGS - CMM (Capacity Managment Model) [REN]	1	59
Custos com as plataformas GGS - BZR (Binding Zone Review) [REN]	9	2
Custos com as plataformas GGS - interruptibilidade - custos contencioso incidente jul2021 [REN]	92	18
Custos com as plataformas GGS - BRR (Banda Reserva Regulacao) [REN]	27	28
Proj.Cessação CAE TPO [REN]		135
Custos com as plataformas GGS TOTAL [REN]	3 980	4 851
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling)	56	59
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform)	151	228
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project)	99	111
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation)	10	13
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)	-38	287
Custos com as plataformas GGS - MARI (Manually Activated Reserves Initiative)	339	187
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)	96	18
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators)	1 613	2 084
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment)	245	56
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	878	1 193
Custos com as plataformas GGS - Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)	35	35
Custos com as plataformas GGS - GIG (Gestão Integrada de Garantias (OMIP))	63	87
Custos com as plataformas GGS - Regulamento do autoconsumo	93	0
Custos com as plataformas GGS - STA (Short Time Adequacy) e OPC (Outage Planning Coordination)	203	153
Custos com as plataformas GGS - FSKAR (Financial Settlement of K_Delta_f, ACE and ramping period)	8	1
Custos com as plataformas GGS - CMM (Capacity Managment Model)	1	59
Custos com as plataformas GGS - BZR (Binding Zone Review)	9	2
Custos com as plataformas GGS - interruptibilidade - custos contencioso incidente jul2021	0	0
Custos com as plataformas GGS - BRR (Banda Reserva Regulacao)	27	28
Proj.Cessação CAE TPO [REN]		135
Custos com as plataformas GGS TOTAL	3 888	4 737
Valor não aceite fora do revenue cap	92	114
Diferencial (valor a considerar fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência)	1 473	2 323
Proveitos GGS - Produtores em regime especial (desvios de reativa) [REN]	-54	-118
Valor a incluir fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência	1 419	2 204

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 2023 não foram repercutidos nos proveitos da atividade de GGS quaisquer custos referentes a mecanismos de capacidade e, conseqüentemente, não há quaisquer ajustamentos a repercutir em 2025.

No caso do incentivo à garantia de potência, não existiam, à data da publicação das tarifas de 2023, produtores que tivessem reconhecimento da elegibilidade 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 2023 também não foram celebrados contratos de disponibilidade, pelo que não foi registado qualquer custo relativo à prestação deste serviço.

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. Até à data de elaboração das tarifas para 2025, foram recebidos relatórios de progresso semestral relativos aos 1.º, 2.º, 3.º e 4.º semestres, tendo a ERSE vindo a proceder à sua análise e progressiva emissão das correspondentes ordens de pagamento. Refira-se que, dados os atrasos na implementação de várias medidas, e após solicitação da maioria dos promotores, foi concedida uma prorrogação da 7.ª edição do PPEC de 1 ano (de 3 de agosto de 2024 para 3 de agosto de 2025).

Refira-se que um promotor anunciou a desistência da implementação da medida aprovada ainda antes do início e, outro promotor falhou no cumprimento dos requisitos processuais para início da implementação

da medida aprovada. Estas desistências, explícita e implícita, ascendem 400 456 euros imputados ao setor elétrico, considerando-se metade em 2023 e metade em 2024, no valor de 200 228 euros, que deve ser devolvido aos consumidores. Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 144 783 euros em 2023, é necessário devolver, em 2025, aos consumidores 209 424 euros $((5\ 138\ 585 - 144\ 738 - 200\ 228) * 4,36885\%)$ relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2023 para pagamentos. O ajustamento relativo a t-2 (2023) corresponde assim, aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 209 424 euros, adicionado do valor das desistências, no valor de 200 228 euros, totalizando 409 652 euros.

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 2023

O Quadro 5-17 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 5-17 - 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 Previsto do desvio de recuperação do custo de convergência Tarifária RA's	T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	T2024 (Dez2023*5/12 + Mai2024*7/12)	2024E em T2025	[2024P em T2024] - [2024E em T2025]
A	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	145 009	147 609	146 526	146 326	-199
B	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	170 152	162 394	165 627	165 401	-225
C	Proveitos a recuperar da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	664 698	665 604	665 226		
D=E*F	Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS				664 322	
E	Energia saída da Rede de Transporte para abastecer consumos do ML e do CUR (Fornec. Totais + Perdas RND)				50 711 579	
F	Tarifa (EUR/kWh)				0,013	
G	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1					3,83%
H = (A + B) * (1 + G)	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

Fonte: ERSE, REN

Tal como evidenciado no quadro anterior, este ajustamento foi calculado com base na média dos valores de tarifas de 2024 definidos em dezembro de 2023 e dos valores de tarifas de 2024 que resultaram da fixação excecional em maio de 2024.

CAPEX

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2024 da GGS que, conforme previsto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário em vigor, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração para 2024. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no Quadro 5-18. O efeito de redução do valor médio do RAB e das amortizações face ao previsto em tarifas de 2024 resultou num valor a devolver pela empresa.

Quadro 5-18 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da GGS

Unidade: 10³ EUR

	Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	2024P em T2024	2024E em T2025	[2024P em T2024] - [2024E em T2025]
A	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	11 576	10 653	923
B	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 762	8 091	
C	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	53 369	48 971	
D	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	5,27%	5,23%	
E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			3,83%
F = A * (1 + E)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t			959

Fonte: ERSE, REN

5.2.1.2.2 OUTROS TEMAS

INVESTIMENTOS NÃO CONSIDERADOS EM PDIRT APROVADOS

No que diz respeito aos investimentos, registre-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), tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas⁷². 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

⁷² 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.

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 anos em sede de PDIRT-E 2021, nomeadamente aqueles relacionados com a “Gestão Global do Sistema, Rede de Telecomunicações de Segurança e Edifícios”, a ERSE entende que passa a existir uma base para que este tipo de investimentos possa vir a ser considerado pela ERSE e incluído na base de ativos remunerada (RAB⁷³), 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 condicionará 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.

5.2.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde o período de regulação iniciado em 2022, a metodologia de regulação aplicada à atividade de TEE baseia-se numa metodologia do tipo *revenue cap*, que evolui parcialmente com alguns indutores, e que se aplica à totalidade dos custos, CAPEX⁷⁴ e OPEX⁷⁵, ou seja, ao TOTEX⁷⁶. A estes proveitos são aplicadas metas de eficiência. Esta metodologia é complementada por um mecanismo de partilha de ganhos e de perdas⁷⁷.

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 2022-2025, como as metas de eficiência e a definição dos indutores de custos, encontram-se detalhados no documento [«Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025»](#). Neste documento identifica-se também o

⁷³ *Regulatory Asset Base*

⁷⁴ *Capital Expenditure.*

⁷⁵ *Operational Expenditure.*

⁷⁶ *Total Expenditure: CAPEX+OPEX*

⁷⁷ A justificação aprofundada desta opção de metodologia encontra-se no [documento justificativo da Consulta Pública n.º 101](#).

tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rúbricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de TEE em 2025.

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

No atual período de regulação foram ainda 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 Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos (IREI), cujo propósito, entre outros objetivos, de promover decisões eficientes de investimento está subjacente na nova metodologia de regulação por TOTEX. Paralelamente, foi criado o incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), que substitui o extinto IREI na sua componente técnica⁷⁸.

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 carácter capital intensivo desta atividade. Neste particular, registre-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,

⁷⁸ Estas alterações e respetivas justificações encontram-se detalhadas no documento [«Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025»](#).

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 na base de ativos aceites a remunerar (RAB)⁷⁹ dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, entre 2015 e 2021, na componente alocada à atividade de TEE.

A ERSE não considera também uma obra relativa à resiliência e adaptação às alterações climáticas (gestão integrada de vegetação e limpeza de florestas) em gestão da vegetação, entrada em exploração em 2021 e não incluída no PDIRT-E 2017.

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

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 114.º do RT. Aplicando essa fórmula, apurou-se o montante de proveitos permitidos constante do Quadro 5-19.

⁷⁹ *Regulatory Asset Base.*

Quadro 5-19 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR		
Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2024P em T2024	2025P em T2025	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	285 954	286 658	0,2%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de TEE	36 162	37 030	
2	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	858,58721	879,18858	
3	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,01%	4,85%	
4	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	1 032,87231	1 057,65556	
5	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,72%	5,55%	
6	Valor unitário compenente sujeita a ajustamento de fator de ajustamento de IPIB-X pré 2022 TEE (Milhões EUR/Fator ajustamento IPIB-X)	127,85925	130,92717	
7	Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X do TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	0,95	0,93	
8	Valor unitário condições financiamento pós 2022 TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	272,56248	279,10248	
9	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	5,27%	5,23%	
10	Valor unitário do indutor Extensão da rede TEE (EUR/Km)	600,89502	615,31319	
11	Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	10 037	10 005	
12	Valor unitário do indutor Potência ligada à rede de TEE para produtores (EUR/MW)	357,08005	365,64801	
13	Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MW)	16 435	16 654	
B	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	15 000	8 000	-46,7%
C	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	4 816	3 865	-19,8%
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	22 500	22 500	0,0%
E	Gastos ambientais	0	0	-
F	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-28 889	-51 034	-76,7%
G = A + B + C + D + E - F	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	357 159	372 057	4,2%
H	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-28 889	-51 034	-76,7%
I = G + H	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	328 270	321 023	-2,2%

Fonte: ERSE, REN

O acréscimo verificado nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (linha G), face ao ano anterior, decorre, sobretudo, do crescimento do ajustamento a devolver à empresa (linha F), em resultado do aumento dos custos com o mecanismo de compensação entre operadores da rede de transporte e do incremento da taxa de remuneração dos ativos, como é analisado no ponto 5.2.2.2. O efeito do ajustamento no aumento dos proveitos permitidos é mitigado pela redução do valor estimado do incentivo IMDT (linha B) e, em menor grau, pela redução dos montantes não contemplados nas metas de eficiência (linha C).

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 2025, o montante previsional determinado pela ERSE para o incentivo é de 8,0 milhões de euros (linha B do Quadro 5-19), no pressuposto de que o desempenho técnico da RNT, medido pelo indicador definido pela ERSE para o período de regulação de 2022 a 2025, se mantém ao nível do verificado em 2023, isto é, que não haja uma melhoria do desempenho. O cálculo do seu valor para 2023 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 22,5 milhões de euros para 2025 (linha D do Quadro 5-19). 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 5-19) 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 eficiência⁸⁰. 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 2026⁸¹.

Relativamente a este tema, esta rubrica reflete também um corte de proveitos decorrente da correção efetuada às bases de custos das atividades de TEE e de GGS da REN, justificado no ponto 5.2. Na atividade de TEE o corte de proveitos efetuado em 2025 foi de 2 087 milhares de euros.

Inclui-se também, a título provisório, nos montantes refletidos na linha C do Quadro 5-19, 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 2024, como explicado no ponto seguinte.

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

⁸⁰ A aceitação destes custos está justificada no documento [«Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020»](#).

⁸¹ 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”.

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 2025, dos custos de capital (CAPEX), das transferências efetuadas e estimadas pelo FA para o SEN e do montante previsto que seria necessário transferir em 2025 (assumindo o valor de 2024 estimado transferir pelo Fundo Ambiental) para assegurar a neutralidade tarifária do investimento em termos de custos com o capital investido. Os valores de 2024 e 2025 são valores estimados e previsionais à data de elaboração dos cálculos, enquanto os valores de 2019, 2020, 2021, 2022 e 2023 são valores reais⁸².

Quadro 5-20 - 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 (%)	Transferências 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
T2025	2024	E	2024 E	2 371 715	13 307 442	5,23%	3 446 372	2024	Estimada	1 074 657	791 371	0
T2025	2025	P	2025 P	2 311 192	15 618 634	5,23%			Prevista p/ saldo em falta	-2 311 192	-1 519 821	-1 519 821

Fonte: ERSE, REN

O quadro evidencia que, assumindo uma transferência do Fundo Ambiental em 2024 igual ao valor estimado, de 3 446 372 euros, para garantir a neutralidade tarifária respeitante ao custo com capital do investimento, prevê-se que seja necessária uma transferência em 2025 por parte deste Fundo num montante total de cerca de 1 519 821 milhares de euros.

Assim, enquanto se aguarda o recebimento da transferência do FA, por forma a assegurar a neutralidade tarifária deste investimento foi efetuada, a título provisório, uma dedução de igual montante aos proveitos

⁸² Baseados em valores auditados dos valores e respetivas datas recebimento das tranches do subsídio do PO SEUR.

permitidos da atividade de TEE, incluída na parcela de montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência (linha C do Quadro 5-19).

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 2023 a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2025 à entidade concessionária da RNT, na atividade de Transporte de Energia Elétrica, é calculado de acordo com o artigo 118.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021. Esse ajustamento encontra-se calculado no Quadro 5-21.

Quadro 5-21 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2023

		Unidade: 10 ³ EUR		
Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2023	2023P em T2023	Variação (%)
$A = (1) + (2) \times (3) \times 1000 + (4) \times (5) \times 1000 + (6) \times (7) \times 1000 + (8) \times (9) \times 1000 + (10) \times (11) / 1000 + (12) \times (13) / 1000$	Custos Totais (TOTEX) aceite TEE	281 874	272 042	3,6%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de TEE	34 342	34 342	-
2	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	815,37247	815,37247	-
3	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,27%	4,75%	-
4	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	980,88538	980,88538	-
5	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	6,02%	5,50%	-
6	Valor unitário componente sujeita a ajustamento de fator de ajustamento de IPIB-X pré 2022 TEE (Milhões EUR/Fator ajustamento IPIB-X)	121,42379	121,42379	-
7	Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X da TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	1,00017	1,00017	-
8	Valor unitário condições financiamento pós 2022 TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	258,84376	258,84376	-
9	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	5,27%	4,75%	-
10	Valor unitário do indutor Extensão da rede TEE (EUR/Km)	570,65054	570,65054	-
11	Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	9 409	9 826	-
12	Valor unitário do indutor Potência ligada à rede de TEE para produtores (EUR/MW)	339,10736	339,10736	-
13	Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MW)	14 708	16 916	-
B	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	20 000	10 000	100,0%
C	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	7 436	4 026	84,7%
D	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	38 043	14 000	171,7%
E	Gastos ambientais	0	0	-
F	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-12 025	-12 025	0,0%
G = A + B + C + D + E - F	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	359 379	312 092	15,2%
H = G + F	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	347 354	300 067	15,8%

		Unidade: 10 ³ EUR
Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2023
I = G	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	359 379
J	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Eléctrica por aplicação das tarifas de URT	312 287
$K = J_{(t-2)} - I_{(t-2)}$	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da actividade de TEE do ORT (S/ juros)	-47 091
L	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1	3,835%
M	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2	4,369%
N = K * (1 + M) * (1 + L)	Ajustamento do ano t-2 da actividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-51 034

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 2023 e o valor previsto em Tarifas de 2023 dos proveitos permitidos da atividade de TEE, diferença que se pode observar na linha G. A contribuir para este ajustamento a devolver à empresa salienta-se a diferença positiva entre o valor verificado em 2023 e o valor previsto: i) da compensação entre operadores das redes de transporte; ii) do incentivo IMDT (linha B) e iii) dos Custos

Totais (TOTEX, linha A), devido ao aumento da taxa de remuneração real face ao valor de tarifas de 2023 e iv) dos montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência (linha C).

Seguidamente, é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2023.

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 2023 é superior ao valor calculado para tarifas de 2023. Esta situação é justificada pela evolução do indutor condições de financiamento, que registou uma subida em 2023, devido ao aumento das *yields* das obrigações do tesouro português que determinam o cálculo do mecanismo de indexação da taxa de remuneração (WACC) (aspeto analisado em detalhe no ponto 3.1). O aumento do TOTEX devido ao efeito da variação positiva da taxa de remuneração foi mitigado pela diminuição dos indutores físicos de extensão da rede e de potência ligada face aos valores previstos em tarifas de 2023.

Quadro 5-22- Evolução dos indutores de custos no TOTEX da TEE

Unidade: 10³ EUR

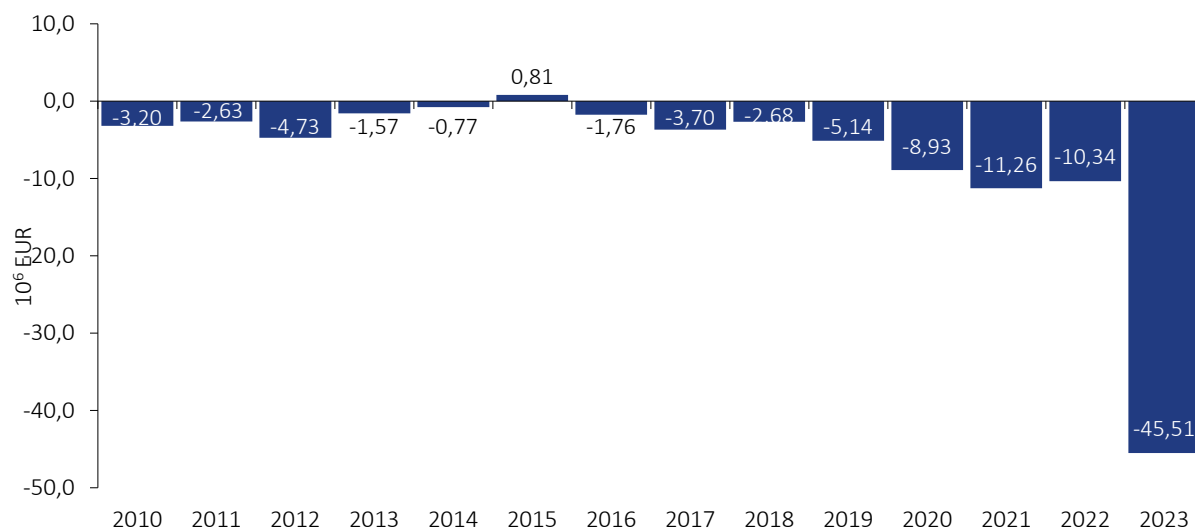
	2023	2023P em T2023	Desvio [(T-2) - (Tarifas T-2)]	
			Valor	%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,27%	4,75%	0,53%	11%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	6,02%	5,50%	0,01	10%
Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X do TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	1,00017	1,00017	0,00	0%
Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	5,27%	4,75%	0,01	11%
Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	9 409	9 826	-417	-4%
Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MW)	14 708	16 916	-2 208	-13%

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 5-5. O montante pago pela REN em 2023 ascendeu a 45,51 milhões de euros.

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



Fonte: ERSE, REN

Quanto à receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2023 (rendas de congestionamento), esta atingiu 15,22 milhões de euros em 2023. A este valor foram deduzidos cerca de 14,33 milhões de euros (95% 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, designadamente: a) 4,83 milhões de euros na compensação de custos relacionados com a ativação de medidas para garantir a firmeza da capacidade de interligação atribuída e com medidas corretivas ativadas para maximizar a capacidade de interligação disponível para comércio interzonal, designadamente através de ações coordenadas de balanço (item i) da metodologia da ACER⁸³; b) 9,50 milhões de euros correspondente aos custos de compensação da liquidação do risco de diferenciais de preço (ou seja valor a devolver aos agentes de mercado devido à ocorrência da separação de mercados), tendo em conta os direitos de utilização de capacidade previamente adquiridos (*Financial Transaction Rights*) (item iv da metodologia ACER).

⁸³https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2038-2020_Use%20of%20Congestion%20Income%20-%20Methodology%20-%20Annex%20I_0.pdf

O saldo remanescente, num total de 896 milhares de euros deverá ser segregado na conta dedicada, em linha com a Instrução emitida pela ERSE⁸⁴. Importa ainda ter em conta que existe um montante de 5,77 milhões de euros relativos a receitas da capacidade atribuída em leilões anuais, trimestrais, mensais, e revenda de capacidade em leilão trimestral e mensal, que deve reverter para as tarifas, assim como 1,7 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 2023 ascendeu a 38,043 milhões de euros (linha D do Quadro 5-21).

5.2.2.2.3 OUTROS MONTANTES NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA

Esta rubrica (linha C do Quadro 5-21) 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 2023, bem como à amortização anual dos ganhos e perdas atuariais, de 7,472 milhões de euros. Inclui-se também 3,8 milhões de euros correspondentes ao CAPEX de 2023 do investimento na linha a 150kV entre as subestações de Fernão Ferro e da Trafaria (“linha Fernão Ferro-Trafaria 2”)⁸⁵.

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 ponto 5.2. Na atividade de TEE, o corte de proveitos referente a 2022 e a 2023 ascende a 3 815 milhares 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,

⁸⁴ Instrução n.º 6/2024

⁸⁵ A justificação para a consideração deste ativo encontra-se detalhada no documento «[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico](#)».

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 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), há um impacte económico, quer decorrente da projeção da base de ativos regulada a incorporar na base de custos TOTEX que vier a ser definida, quer por via do resultado do mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação, cujo resultado é repercutido no período de regulação subsequente.

Os investimentos ocorridos que forem alvo de aprovação e validados pela ERSE são igualmente considerados no cálculo da componente de CAPEX incorporada na base de custos TOTEX da atividade de TEE para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026. Esta base de custos incorporará, igualmente, as projeções de investimento atualizadas pelo último PDIRT-E aprovado ou que tenha sido alvo de parecer 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 face às metas impostas pela ERSE. Para o cálculo do “desempenho real da empresa” serão considerados investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados e validados pela ERSE, quer no âmbito de um PDIRT-E, quer em processos autónomos.

Assim, apesar de, na atual metodologia de regulação os proveitos permitidos anuais da atividade de TEE não dependerem diretamente dos investimentos entrados em exploração em cada ano, continua a ser necessária que sejam avaliados pela ERSE, para que possam ser considerados em todos os momentos de avaliação económica subsequentes, nomeadamente nas revisões das bases de custos totais e na determinação dos montantes do mecanismo de partilha de ganhos e perdas.

Neste particular, com base na informação submetida à ERSE pela REN, ao abrigo do atual Artigo 180.º do RT (antigo Artigo 184.º), nomeadamente, na informação real constante da Norma Complementar n.º 2 das contas reguladas da empresa, é possível concluir que, no ano de 2023, entraram em exploração um conjunto de projetos de investimento, num montante total de aproximadamente 145 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 entrados em exploração em 2023 com a informação sobre a aprovação desses mesmos investimentos por parte do Concedente, em sede de PDIRT-E ou de outro processo equivalente.

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.

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 PENHA – FEIRA”

Em 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 Tarifas de 2023 concluiu-se que o projeto associado a esta linha não estava concluído 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 considerar o ativo associado ao referido painel de linha a 400kV na sua base regulada de ativos em sede de Tarifas de 2023, não alterando, contudo, a base de ativos considerada no TOTEX a partir de 2022.

Mantendo-se em 2023 as condições que justificaram a exclusão deste ativo do RAB, este investimento continua a não ser aceite em 2023, para efeitos do cálculo do mecanismo de partilha de ganhos e perdas subjacente à metodologia de TOTEX. Será reconhecido nessa mesma base regulada de ativos assim que o projeto em causa estiver concluído e em exploração, tal como previsto no PDIRT-E 2017 que o aprovou.

OUTROS

Na sequência da decisão da Autoridade da Concorrência (AdC) que condenou as empresas Cabelte, Solidal e Quintas&Quintas (processo ref.ª PRC/2021 /1), relacionada com concursos para o fornecimento de cabos ao operador da RNT entre 2015 e 2019, a ERSE obteve informação adicional sobre o tema, a qual se encontra em análise atendendo ao quadro regulatório aplicável à atividade de transporte de energia elétrica à data dos factos. Face à insuficiência de dados, a ERSE solicitou mais informação, e reserva-se no direito de rever os proveitos atribuídos a esta atividade regulada, em função do que vier a ser apurado.

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, em vigor.

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

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

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

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

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, $P_{DISP} = 98,57\%$, é superior ao valor de referência (estabelecido em 97,5% para o período regulatório 2022-2025), pelo que:

$$I_{DISP} = 1$$

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, $P_{QST} = 0,17$ 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 carácter 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 2023, o valor de referência, e respetivos valores mínimos e máximos do indicador, estão indicados no Quadro 5-23.

Quadro 5-23 - Parâmetros a aplicar no mecanismo associado ao indicador Interligação em 2023

	$V_{Ref} - \Delta V$	V_{Ref}	$V_{Ref} + \Delta V$
2023	77,5%	82,5%	87,5%

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 93,8% do tempo, sendo superior ao valor máximo do intervalo ($V_{Ref} + \Delta V$), pelo que:

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

APLICAÇÃO DO INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT EM 2023

Nos termos atrás descritos, o Indicador Desempenho Técnico da RNT em 2023 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 2023 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.

A atividade de OLMCA, de acordo com os n.ºs 3 e 6 do artigo 152.º e do artigo 153.º, é exercida por um operador independente dos demais intervenientes do SEN e do SNG, através de licença atribuída mediante procedimento concorrencial a definir por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia e a efetuar no prazo de um ano a contar da data da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. A licença tem uma duração máxima de 10 anos contados da respetiva emissão.

Não tendo ainda ocorrido a atribuição da referida licença e estando previsto um regime transitório, prevê-se no n.º 1 do artigo 292.º que a ADENE continue 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 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.

O RT foi alterado em conformidade com a nova legislação. No caso particular do OLMCA, para além da alteração de denominação para OLMCA, foi igualmente alterado o modelo de recuperação de proveitos permitidos. Na prática, para a recuperação dos proveitos permitidos do OLMCA é estabelecido um preço regulado, referente à intermediação do OLMCA nos processos de mudança de comercializador e de agregador, a pagar pelos comercializadores e agregadores cessionários e adicionalmente, os proveitos que não sejam recuperadas por aquele preço, serão recuperados através da tarifa de Acesso às Redes a aplicar a todos os consumidores, 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 o ORT de forma a receber o montante incluído na parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

Relativamente à metodologia de regulação aplicada aos proveitos permitidos desta atividade, para assegurar que não houvesse um acréscimo de custos com o início da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a ERSE baseando-se na proposta de plano de negócios apresentado pela ADENE em 2017, definiu um nível de custos totais (TOTEX) a aceitar para 2018 e que nos anos de 2019 e de 2020 evoluiu com a aplicação de uma metodologia de IPIB-X. Esta metodologia foi adaptada a 2021, tendo em conta que se estendeu o período de regulação até final de 2021.

Para o atual período de regulação manteve-se a metodologia de regulação, com definição de nova base de custo, metas de eficiência e restantes parâmetros para a atividade de OLMC. Estas opções encontram-se detalhadas e justificadas no documento [«Parâmetros de regulação para o período 2022-2025»](#), de dezembro de 2021.

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 109º do RT em vigor e o ajustamento de 2023, foi calculado com as expressões constantes do artigo 113º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

Os cálculos encontram-se no Quadro 5-24.

Quadro 5-24 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Agregador

		Unidade: 10 ³ EUR				
		Tarifas 2023	2023	Tarifas 2024	Tarifas 2025	Variação T2025/T2024 (%)
A	Custos afetos à atividade de OLMCA para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 277	1 277	1 364	1 417	3,90%
B	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0	0	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	132	132	15	-72	
D = A - B - C	Proveitos Permitidos da atividade de OLMCA	1 145	1 144	1 349	1 489	10,37%
E	Proveitos da atividade do OLMCA a recuperar por aplicação do preço regulado	0	0	674	744	
F = D-E	Proveitos da atividade do OLMCA a recuperar por aplicação da parcela I da tarifa UGS	0	0	674	744	
G	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMCA às entregas a clientes		1 078			
H	Valor faturado no ano t-2, por aplicação do preço regulado					
I = (G+H) - D	Desvio do ano		-66			
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-1} + spread$			3,835%		
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-2} + spread$			4,369%		
G=F * (1+i_{t-2})(1+i_{t-1})	Ajustamento dos custos com o OLMCA tendo em conta os valores ocorridos				-72	

Os proveitos permitidos da ADENE refletem a evolução do deflador do PIB e contemplam o ajustamento relativo a 2023 que se traduz num montante a receber pela empresa.

5.4 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.

Os proveitos permitidos destas duas atividades reguladas são determinados por duas formas de regulação distintas. No caso da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é empregue uma regulação por *revenue cap* aplicada ao TOTEX em AT/MT e em BT. Nesta atividade são igualmente aplicados incentivos à redução

de perdas e à melhoria da continuidade de serviço, bem como o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (aceites *a posteriori* aquando do ajustamento de t-2). A atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte assume uma natureza de *pass-through*, isto é, recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor.

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

5.4.1.1 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 custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (CIEG), que pela sua natureza devem ser suportados por todos os consumidores, tal como previsto no n.º 1 do artigo 208.º. O novo 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.

Face ao exposto, e de forma a dar resposta a estas considerações, na revisão regulamentar ocorrida em 2023, 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).

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.

A inclusão das medidas de contenção tarifária (MCT) ao nível do conjunto de proveitos que recuperam os CIEG é outra das alterações contempladas na revisão do RT. Assim, as medidas que anteriormente estavam a ser consideradas ao nível dos proveitos do CUR, mais precisamente da CVEE PRE, passaram a ser incluídas nos proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da tarifa de UGS do ORD. Para complementar aquela revisão regulamentar, e em conformidade com o que já era realizado quando as MCT estavam consideradas ao nível dos proveitos do CUR, foram contemplados 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 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 5.6.

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 eliminada⁸⁶.

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 115.º a 119.º do RT.

⁸⁶ Os ajustamentos dos proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de OLMC até 2024 serão recuperados através da parcela I da tarifa de UGS do ORD.

Quadro 5-25 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Unidade: 10³ EUR

		T2024 (Dez2023)	T2024 (Mai2024)	T2025	Variação %
		(1)	(1)'	(2)	(3) = [(2) - ((1)*5/12 + (1')*7/12)] / [(1)*5/12 + (1')*7/12]
A = A' + A''	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS	510 137	1 481 058	1 322 141	23%
A' = 1+2-3	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS I	41 919	41 919	46 891	12%
1	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	41 358	41 358	46 463	
2	Diferencial de custo (sobrecusto) com a aquisição da produção renovável em mercado e excedentes de autoconsumo (PREAC)	520	520	469	
3	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS I faturados em t-2	-42	-42	41	
A'' = 4+5+6-7+8+9-10-11-12	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS II	468 218	1 439 138	1 275 250	23%
4	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	623 340	624 246	253 467	
5	Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção com remuneração garantida (PRG)	916 293	1 795 930	1 294 422	
6 = a' + b' + c' + d' + e'	CMEC	85 888	85 888	85 175	
a'	Parcela Fixa dos CMEC	67 376	67 376	67 264	
	Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	67 532	
	Ajustamentos	-155	-155	-267	
	Acerto da parcela fixa decorrente da alteração de juro	0	0	0	
b'	Parcela de Acerto dos CMEC	19 084	19 084	18 861	
	Devolução de valores do passado	0	0	0	
	Reversão serviços sistema	0	0	0	
	Regularização ajustamento parcela acerto	0	0	0	
	Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948	18 948	
	Ajustamentos	135	135	-87	
c'	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	0	
d'	Componente de alinhamento dos CMEC	-573	-573	-950	
	Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-413	-413	-754	
	Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	-159	-159	-196	
e'	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos CMEC	0	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	-3 714	-3 714	-54 370	
8 = a' + b' + c'	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	-65 155	-67 706	-38 331	
a'	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-38 331	
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	36 163	36 163	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	103 190	103 190	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	-300	-300	118	
	em NT	-6	-6	381	
	em BTE	-25	-25	-13	
	em BT	-269	-269	-250	
10	Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	0	0	0	
11	Medidas contenção tarifária	1 095 562	1 002 634	373 971	
12	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS II faturados em t-2	0	0	0	
B = B' - B''	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	351 208	351 208	364 999	4%
B'	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	357 159	357 159	372 057	
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	5 951	5 951	7 063	
C = A+B	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	861 345	1 832 266	1 687 135	
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-129 850	-129 768	-117 298	

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 2025.

5.4.1.1.1 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 5.6.1 e 5.6.2, respetivamente, onde se descrevem as rubricas mais relevantes para este cálculo e os pressupostos subjacentes às previsões dessas rubricas.

5.4.1.1.2 DÉFICE TARIFÁRIO

O diferimento do sobrecusto da produção com remuneração garantida é, atualmente, a única rubrica constante do Quadro 5-25 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 2025».

5.4.1.1.3 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 2023, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. A repercussão do ajustamento estimado para 2024 decorre dos termos do RT em vigor. Estes montantes serão discriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR apresentada no capítulo 5.5.1.2.

5.4.1.1.4 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. Em 2025, esta componente inclui também o montante de proveitos permitidos a devolver ao CUR não recuperados por aplicação da tarifa de comercialização em NT, devido à aplicação da metodologia referida no ponto 5.5.3.1 (linha 9).

5.4.1.1.5 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.

Nos termos do Despacho n.º 12 371/2024, de 18 de outubro, do Ministério do Ambiente e Energia, foi estabelecido, para 2025, 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. Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pela E-REDES em 2025 e os ajustamentos dos montantes descontados em 2023 e 2024 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.

5.4.1.1.6 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 faturação, com vista a compensar eventuais desvios positivos ou negativos em relação à recuperação mensal da parcela fixa.

O desvio da faturação 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 2024 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2025 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 encontrem 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, conseqüentemente, faturados aos clientes finais pela então EDP Distribuição⁸⁷. 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 2025:

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

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2025 é o que se apresenta no Quadro 5-26.

Quadro 5-26 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2025

Unidade: 10 ³ EUR	
	Ano 2025
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-267
Parcela de Acerto	
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	-87
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-754
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	-196
Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos CMEC	0
Total	85 175

⁸⁷ 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.

5.4.1.1.7 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 impacto 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 os ajustamentos de 2023, ou de anos anteriores, relativos às medidas de contenção tarifária continuarão a ser repercutidos nos ajustamentos da atividade de CVEE PRE do CUR, tal como apresentado no ponto 5.6.1.2, ou 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 2025:

- montantes estimados transferir para o SEN no ano de 2025 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 publicação do Despacho conjunto nº 12438/2024, de 21 de outubro, do Ministro de Estado e das Finanças e da Ministra do Ambiente e Energia;
- transferências a efetuar pelo Fundo Ambiental para garantir a neutralidade tarifária do CAPEX decorrente das infraestruturas de ligação ao projeto *Windfloat*, cujo montante para 2025 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 5-27.

Quadro 5-27 – Valor global das medidas de contenção tarifária para 2025, com impacto na redução de CIEG (parcela II da tarifa de UGS)

Unidade: 10³ EUR

		T2024	T2025
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)	1 041 354	454 021
1	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN	408 982	350 110
1'	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN (T2024 - Dez 2023)	463 190	
1''	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN (T2024 - Mai 2024)	370 262	
2	Transferências do Fundo Ambiental - CESE	63 495	52 960
3	Transferências do Fundo Ambiental - ISP	5 099	6 109
4	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat	0	0
5	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	-2 222	44 842
6	Outras medidas mitigadoras SEE	566 000	0
B	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, previsto para o ano t-1	0	80 050
C	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, decorrentes da legislação em vigor, do ano t-2	0	0
D = A - B - C	Montante total das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, incluindo ajustamentos de anos anteriores, a recuperar na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema do ano t.	1 041 354	373 971

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. Em 2025 inclui igualmente o montante de 282 milhares de euros relativo a juros, para assegurar a neutralidade financeira na repercussão tarifária dos valores do mecanismo dos anos de 2019 e de 2020.

Para 2024 estima-se um ajustamento daquelas medidas, tal como apresentado no Quadro 5-28.

Quadro 5-28 – Cálculo do ajustamento provisório das medidas de contenção tarifária para 2024

Unidade: 10³ EUR

		2024
A	Montante recebido pelo operador da rede de distribuição relativo às medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do SEN, no ano t-1 (1+2+3+4+5+6)	964 260
1	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN	328 442
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-1 (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 - Jun 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
\dot{i}_{t-1}	taxa de juro para ajustamentos do ano t-1, acrescida de spread	3,835%
- (A - B) * (1+it-1)	Ajustamento das medidas de sustentabilidade ou contenção tarifária do ano t-1	80 050

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 82/2023, de 29 de dezembro, na sua atual redação, que aprovou o Orçamento de Estado de 2024 (LOE 2024), a repercussão dos valores de tributação, na fórmula de cálculo da taxa expressa no Código dos Impostos Especiais de Consumo, é de 50% em 2024 e de 100% em 2025.

Contudo, importa referir que, em 2024, 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 2024, tal como estabelecido no n.º 7 do artigo 255.º da LOE 2024. Para efeitos da definição de receitas de ISP, para 2025, foi assumido que este pressuposto se mantém.

Por outro lado, nos termos do n.º 9 do artigo 255.º da LOE 2024, 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, 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.

Na estimativa do valor de 2024 mantém-se o montante de 5,1 milhões de euros fixado em tarifas para 2024 ao abrigo do Despacho n.º 11035/2023, de 16 de outubro, do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática que foi reportado pela E REDES como valor já recebido.

Em 2025, considera-se um montante de 6 109 milhões de euros de acordo com o Despacho conjunto nº 12438/2024, de 21 de outubro do Ministro de Estado e das Finanças e da Ministra do Ambiente e Energia.

MECANISMO REGULATÓRIO PARA ASSEGURAR O EQUILÍBRIO DA CONCORRÊNCIA NO MERCADO GROSSISTA DE ELETRICIDADE, 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 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 agosto⁸⁸, 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.

⁸⁸ Que revoga a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro.

A referida Portaria determina que a ERSE elabore, para cada ano, um estudo de avaliação dos impactes 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.

Sucedem, 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 excecional e temporário aprovado estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, e prorrogado, com modificações, pelo Decreto-Lei n.º 21-B/2023, de 30 de março), a aplicação de uma abordagem económica 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 revisão da metodologia de avaliação seguida no estudo previsto na Portaria n.º 282/2019, irá ser colocada em breve em consulta, visando a sua adoção no estudo a ser elaborado no ano de 2025 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 noutros 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.

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;
- **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 8/2023*⁸⁹, de 27 de diciembre, cessar a suspensão do regime

⁸⁹ <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2023-26452>.

fiscal incidente sobre a produção de energia elétrica, reintroduzindo-o de forma faseada até ao final 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 elaboram as tarifas para 2025, 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 a Portugal nos anos de 2024 e 2025.

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.

Sem prejuízo da realização do estudo referente ao ano de 2024, durante o 1.º semestre de 2025, conforme previsto no respetivo quadro legal aplicável, a ERSE elaborou uma estimativa de valores previsionais para os anos de 2024 e 2025.

No que respeita aos valores previsionais para 2024, com a publicação do Despacho n.º 3034/2024, de 21 de março é considerado um valor unitário de pagamento por conta do parâmetro Pem_t^{UE} com uma modulação crescente durante o primeiro semestre do ano, com valores de 2,16 €/MWh, 3,24 €/MWh e 4,31 €/MWh, respetivamente para o primeiro trimestre, para o segundo trimestre e para o segundo semestre do ano.

Com base na produção real ocorrida até final de maio de 2024, utilizando os dados do diagrama de consumos nacional do gestor global do SEN, apurou-se uma estimativa de produção até ao final do ano. Nesta estimativa considera-se que as centrais termoelétricas de ciclo combinado a gás natural não atingem as 2 000 horas de funcionamento, pelo que resultam isentas do pagamento. Por sua vez, a produção hidroelétrica é descontada da bombagem e dos efeitos de preço que determinam a isenção do custo (sempre que o preço de mercado de eletricidade grossista é reduzido, considerando restrição prevista no n.º 6 do artigo 4.º da Portaria n.º 282/2019).

Para uma primeira aproximação ao ano de 2025, estimaram-se os valores de receita considerando o mesmo diagrama de produção e o pagamento por conta do segundo semestre de 2024 (4,31 €/MWh).

Neste contexto, estimam-se as seguintes receitas:

- Para o ano de **2024**, um valor de cerca de **18,945 milhões de euros**, referentes a cerca de 5,9 TWh de produção sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial;
- Para o ano de **2025**, um valor de cerca de **25,452 milhões de euros**, referentes aos mesmos cerca de 5,9 TWh de produção sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Estes valores de receita, previstos para os anos de 2024 e 2025, decorrem da aplicação dos valores de pagamento por conta definido para 2024 à produtividade expectável sujeita ao mecanismo de equilíbrio concorrencial, o que, necessariamente, implicará ajustamento posterior, em função dos valores de pagamento a final que serão apurados aquando a realização do estudo em 2025 (para 2024) e em 2026 (para 2025), nos termos da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto, estando estes sujeitos ao correspondente ajustamento dentro da mecânica tarifária.

É necessário ter em conta que, para os anos de 2023 e 2024, se consideraram, em base previsional, valores nulos de receita decorrentes da aplicação do regime do Decreto-lei n.º 74/2013, de 4 de junho, na sua redação atual, por força da suspensão, que se mantinha em vigor, aquando da elaboração das tarifas para 2024.

Em 2025 o valor do mecanismo considera ainda o montante de 282 milhares de euros relativo a juros, para assegurar a neutralidade financeira na repercussão tarifária dos valores do mecanismo dos anos de 2019 e de 2020.

5.4.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 120.º e 122.º a 123.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, 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 2023 e os que resultam da aplicação da fórmula presente em cada um dos respetivos artigos com os custos efetivamente ocorridos em 2023.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2025, por aplicação da tarifa de UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação 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 2025 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.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2025 por aplicação da tarifa de OLMC resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação da tarifa de OLMC recalculados com os valores reais. Tal como já referido, face à alteração regulamentar que eliminou a tarifa autónoma do OLMC, o ajustamento resultante da aplicação desta tarifa relativo a 2023 no montante de 41 mil euros será recuperado nos proveitos a recuperar pela parcela I da tarifa de UGS (linha 5 do Quadro 5-25).

As atualizações dos desvios para 2025 são calculadas por aplicação das taxas apresentadas no Quadro 3-6.

O Quadro 5-29 sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 5-29 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR
		2023
A = a + b + c + d + e + f + g - h	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS	-2 561 415
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	-303 638
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	-2 579 990
(1)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, considerado no ajustamento definitivo	-2 570 177
(2)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, considerado no ajustamento definitivo	-9 814
c = (c' + c'') / 2	Custos com a aplicação da tarifa social	-120 759
c'	Custos com a aplicação da tarifa social (Tarifas 2023 - Dez2022)	-122 532
c''	Custos com a aplicação da tarifa social (Tarifas 2023 - Jun2023)	-118 985
d = (3) + (4) + (5)	CMEC	88 231
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	66 772
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	21 273
(5)	Componente de alisamento dos CMEC	185
e	Correção de hidraulicidade	0
f	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	347 269
	Custos no âmbito da sustentabilidade mercados	212 957
	Custos ou proveitos alínea a) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	34 811
	Custos ou proveitos alínea b) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	99 501
g	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	-559
h	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	-23
	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	-26
	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	-510
	Sobreproveito Tarifas transitórias	0
	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	-8 031
B	Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da UGS	-2 613 539
C	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	-1 954
D = [B] - [A] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	-50 170
E = [[D x (1+i_{t-2}^D)] x (1+i_{t-1}^D)]	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de UGS faturados em t-2	-54 370
F = I - J	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	321 333
i	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	312 595
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	-8 738
G	Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da URT	327 851
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	6 518
I = [[H x (1+i_{t-2}^D)] x (1+i_{t-1}^D)]	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de URT faturados em t-2	7 063
J = k - l	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC	1 116
k	Proveitos permitidos ao OLMC no âmbito da actividade OLMC	1 159
l	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	43
K	Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da TOLMC	1 154
L = [K] - [J]	Desvio de proveitos por aplicação da TOLMC pelo ORD	38
M = [[L x (1+i_{t-2}^D)] x (1+i_{t-1}^D)]	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de OLMC faturados em t-2	41
i_{t-2}^D	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	4,369%
i_{t-1}^D	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 6 do artigo 121.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, 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 2023 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2023. Deste modo, o cálculo do ajustamento é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 5-30 - Ajustamento da Tarifa Social

		Unidade: 10³ EUR
		2023
A	Montante a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2023 (Dez2022)	122 532
A'	Montante a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2023 (Jun2023)	118 985
B	Desconto concedido pelo ORD no ano t-2	122 712
C = (A+A')/2 - B	Desvio em t por aplicação da tarifa social em t-2	-1 954
D	Ajustamento estimado em t-1 por aplicação da tarifa social em t-2	10 150
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	4,369%
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	3,835%
[(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	-12 657

5.4.1.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 4 do artigo 117.º do Regulamento Tarifário, o ajustamento dos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal Continental no ano 2024 por aplicação da tarifa social, é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 5-31 - Ajustamento da Tarifa Social

Unidade: 10³ EUR

2024

A	Montante estimado a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2024 (Dez2023)	129 850
A'	Montante estimado a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2024 (Mai2024)	129 768
B	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano t-1	125 482
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	3,835%
$\frac{[(A*5/12)+(A'*7/12)] - B}{(1+i_{t-1})}$	Ajustamento a repercutir no ano t por aplicação da tarifa social no ano t-1	4 486

5.4.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação de 2022-2025 foi introduzida a aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT⁹⁰, à semelhança da que já vigorava no nível de tensão BT desde 2018. 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 2022-2025 encontra-se detalhado no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)». 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 2025.

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;

⁹⁰ A justificação aprofundada desta opção metodologia encontra-se no documento justificativo da Consulta Pública n.º 101: <https://www.erse.pt/media/mhunxjde/documento-justificativo.pdf>.

- 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.

Foi ainda incluída na rubrica 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 rubrica deixou de ser considerada na base de custos sujeita a metas de eficiência. Esta decisão encontra-se fundamentada no referido documento de parâmetros.

No ajustamento de 2023 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.

Aplicam-se ainda incentivos à melhoria do desempenho técnico: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição (referido anteriormente) e (ii) incentivo à melhoria da continuidade de serviço, os quais são aceites *a posteriori*, isto é, são refletidos, via ajustamento, nas tarifas com um diferimento de dois anos, igualmente apresentados no documento de parâmetros acima referido.

Refira-se que no atual período de regulação reformulou-se o incentivo à redução de perdas, que passou a incluir duas novas componentes diretamente associadas ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito. Finalmente, refira-se a eliminação do incentivo ao investimento em redes inteligentes. Em

contrapartida, com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto⁹¹, a atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT passou a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)⁹² ainda no período de regulação anterior. Com o novo enquadramento legal⁹³, a ERSE revogou o Regulamento n.º 610/2019 e publicou o Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho, relativo aos Serviços das Redes Inteligentes, que passou a contemplar o incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS) constituindo um complemento remuneratório atribuído aos ORD BT pela disponibilização de serviços das redes inteligentes.

5.4.2.1 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 5-32 é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 120.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 1 do artigo 121.º (para o nível de tensão de BT) do RT.

⁹¹ <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-dos-servicos-das-redes-inteligentes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>.

⁹² 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.

⁹³ O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, determina que a integração nas infraestruturas das redes inteligentes deve ocorrer até ao final de 2024 para a totalidade dos clientes finais.

Quadro 5-32 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2024	Tarifas 2025	Variação %
$a=[1+(2*3)*1000+(4*5)*1000+(6*7)*1000+(8)*9+(10)*(11)]/1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	396 231	401 298	1,3%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	109 256	112 697	-
2	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 546,46996	1 595,17557	-
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 (%)	5,22%	5,02%	-
4	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	146,42217	151,03370	-
5	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,94	0,91	-
6	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Taxa remuneração)	265,50230	273,86422	-
7	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,57%	5,53%	-
8	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MVA)	3 612,01180	3 725,77104	-
9	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Potência Ligada de Produtores (MVA)	7 497	7 492	-
10	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	322,06628	332,20966	-
11	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	84 991	85 521	-
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	1 932	757	-60,8%
e	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	1 450	-71	-104,9%
f	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	774	4 458	475,7%
A = a - b + c + d + e - f	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	409 615	408 303	-0,3%
$g=[12+(13*14)*1000+(15*16)*1000+(17*18)*1000+(19*20)]/1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2022-2025	364 355	371 137	1,9%
12	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	133 868	138 084	-
13	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 032,33709	1 064,85023	-
14	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,22%	5,02%	-
15	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	98,97052	102,08756	-
16	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,94	0,91	-
17	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	291,26514	300,43844	-
18	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,57%	5,53%	-
19	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	10,43618	10,76486	-
20	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes	6 493 178	6 534 450	-
h	Ganhos e perdas atuariais	29 138	29 138	0,0%
i	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	2 973	883	-70,3%
j	Custos com rendas de concessão	301 640	307 186	1,8%
k	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-11 141	-13 331	-19,7%
l	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	-6 507	-30 595	-370,2%
B = g + h + i + j + k - l	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	693 472	725 609	4,6%
C = A + B	Total de Proveitos Permitidos	1 103 087	1 133 912	2,8%

Observa-se, no Quadro 5-32, um aumento dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 2,8% entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2025. A evolução dos proveitos permitidos da atividade de DEE é

distinta entre os níveis de tensão. Nos proveitos permitidos da atividade de DEE em BT observa-se um crescimento de 4,6% enquanto nos proveitos permitidos da atividade de DEE em AT/MT observa-se um decréscimo de 0,3%.

A diminuição de proveitos permitidos da AT/MT deve-se, sobretudo, ao efeito do ajustamento de 2023 a devolver pela empresa acrescido da redução dos montantes associados aos planos de reestruturação de recursos humanos e outros custos não sujeitos a metas de eficiência que supera o aumento de custos decorrente da taxa de inflação. No caso da BT, o maior aumento dos proveitos deve-se, sobretudo, ao efeito do aumento do ajustamento de 2023 a devolver à empresa.

5.4.2.1.1 VALORES PREVISTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

De seguida analisam-se as diferentes rubricas 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 2025, 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 5-33 apresenta, unicamente, o montante de custos de 629 mil euros, considerado nos proveitos de 2025, 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 5-33 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos

Unidade: 10³ EUR

	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	T2024	T2025
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
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	1 796	629
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	1 796	629

* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações⁹⁴ no total de 1,011 milhões de euros.

Recorde-se que um estudo contratado pela ERSE⁹⁵ 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 2024 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. O reconhecimento destes custos cessará em 2026.

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 2024 foram incluídos nesta rubrica a recuperação do valor 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. Esta restituição ficou condicionada à devolução

⁹⁴ 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).

⁹⁵ Ver documento “[Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico](#)”.

à tarifa dos valores que a E-REDES viesse a recuperar junto dos comercializadores. De acordo como a informação reportada pela E-REDES para o presente exercício tarifário, foi aprovado em assembleia de credores um plano de recuperação da dívida de um dos comercializadores incluídos no montante supra indicado, encontrando-se em curso o processo de pagamento das prestações acordadas. Face ao exposto, foi considerando nos proveitos da atividade de DEE em AT/MT, a devolução à tarifa da parte correspondente à dívida do comercializador em causa, do montante de 71 mil euros (inclui juros regulatórios). A consideração, em futuros processos de definição dos proveitos permitidos da atividade de DEE, dos montantes das dívidas vencidas ainda não incluídos neste processo dependerá da verificação de que as mesmas não foram efetivamente recuperadas junto dos comercializadores. Mais se informa que apenas se considerará 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 2024 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, no montante de 13,331 milhões de euros⁹⁶.

5.4.2.2 AJUSTAMENTOS

O Quadro 5-34 compara os valores verificados em 2023 com os previstos no cálculo das tarifas de 2023.

⁹⁶ Esta decisão encontra-se detalhada no capítulo 5 do documento [«Parâmetros de regulação para o período 2022-2025»](#).

Quadro 5-34 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		2023	Tarifas 2023	Variação %
$a=[1+2*3]*1000+(4*5)*1000+(6*7)*1000+((8)*9)+10*(11)/1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	381 355	377 771	-0,9%
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	103 023	103 023	-
2	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 458,24607	1 458,24607	-
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 (%)	5,53%	5,01%	-
4	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Milhões/Fator neutralização eficiência)	138,06900	138,06900	-
5	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,99	0,99	-
6	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Milhões/Taxa remuneração)	250,35578	250,35578	-
7	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,57%	5,05%	-
8	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MVA)	3 405,95172	3 405,95172	-
9	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Potência Ligada de Produtores (MVA)	6 142	7 719	-
10	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	303,69286	303,69286	-
11	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	84 720	84 653	-
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	6 899	7 225	5,7%
e	Incentivo ao investimento em redes inteligentes	0	0	-
f	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	524	0	-100,0%
g	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-3 745	-3 745	0,0%
A = a + b + c + d + e + f - g	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	403 240	399 519	-0,9%
B	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	414 810		
C = B - A	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	11 569		
D	Incentivo à melhoria da Continuidade de Serviço	6 321		
E	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	1 135		
F = C - D - E	Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano t em AT/MT	4 114		
G	Acerto do capex	0		
H = [(F x (1+k_t²)) x (1+k_t¹)] - G	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em t-2, em AT/MT	4 458		
$h=[12+(13*14)*1000+(15*16)*1000+(17*18)*1000+19*20]/1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2022-2025	351 291	344 831	-1,8%
12	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	126 231	126 231	-
13	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	973,44374	973,44374	-
14	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pré 2022, com neutralização eficiência (%)	5,532%	5,009%	-
15	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Milhões/Fator neutralização eficiência)	93	93	-
16	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,99272	0,99272	-
17	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Milhões/Taxa remuneração)	275	275	-
18	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	5,573%	5,046%	-
19	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	10	10	-
20	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes	6 428 195	6 435 574	-
i	Ganhos e perdas atuariais	29 138	29 138	0,0%
j	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	14 285	14 910	4,4%
k	Custos com rendas de concessão	286 034	276 051	-3,5%
l	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0	-
m	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	13 369	-10 231	-176,5%
o	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	6 555	6 555	0,0%
I = I + j + k + l + m + n - o	Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	687 565	648 144	-5,7%
J	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	660 384		
K = J - I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	-27 181		
L	Incentivo à redução de perdas, em BT	1 050		
M = K - L	Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT	-28 231		
N	Acertos de anos anteriores	0		
O = [M + N x (1+k_t²)) x (1+k_t¹)]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em t-2, em BT	-30 595		
P = H + O	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em t-2	-26 137		
$i_{t,2}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	4,369%		
$i_{t,1}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	3,835%		

Nota: ⁽¹⁾ Inclui a devolução de compensações não pagas a clientes, de acordo com o artigo 99.º do RQS (3,3 milhões de euros em BT), e faturação de consumo ilícito de energia no valor de 8,7 milhões de euros.

De acordo com o n.º 10 do artigo 125.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 10 do artigo 126.º (para o nível de tensão de BT) do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2023 (linhas B e J) e os que resultam da aplicação das fórmulas definidas no n.º 10 do artigo 125.º e no n.º 10 do artigo 126.º aos valores realmente verificados em 2023 (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 2023 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 drivers de custo do TOTEX em AT/MT (condições de financiamento; potência ligada à rede de distribuição para produtores e extensão da rede);
- evolução dos drivers 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 2023.

EVOLUÇÃO DOS INDUTORES DE CUSTOS NO TOTEX

O nível do TOTEX em AT/MT aceite para 2023 é superior ao valor calculado para tarifas 2023. Esta situação justifica-se, sobretudo, pela evolução do indutor condições de financiamento que registou uma subida em 2022, este efeito foi minimizado pela diminuição do indutor “potência ligada de produtores”.

Relativamente ao TOTEX em BT, o valor aceite para 2023 é também superior ao valor calculado para tarifas 2023. Esta situação é igualmente justificada pela evolução do indutor de condições de financiamento, dado ter ocorrido uma diminuição do número de médio de clientes (BT), conforme se observa no quadro seguinte.

Quadro 5-35- Evolução dos indutores de custos no TOTEX em AT/MT e BT

	2023	Tarifas 2023	Desvio [(T-2) - (Tarifas T-2)]	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Condições de financiamento Pré 2022 (%)	5,53%	5,01%	0,52%	10,4%
Condições de financiamento Pós 2022 (%)	5,57%	5,05%	0,53%	10,4%
Potência Ligada de Produtores (MVA)	6 142	7 719	-1 578	-20,4%
Extensão da rede (km)	84 720	84 653	67	0,1%
Neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,99	0,99	0,00	0,0%
Redes de BT				
Condições de financiamento Pré 2022 (%)	5,53%	5,01%	0,52%	10,4%
Condições de financiamento Pós 2022 (%)	5,57%	5,05%	0,53%	10,4%
Clientes (número)	6 428 195	6 435 574	-7 379	-0,1%
Neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	0,99	0,99	0,00	0,0%

OUTROS CUSTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

Consideram-se nesta rubrica:

- os custos do GIG faturados ao operador da rede de distribuição em 2023 repartidos por BT e AT/MT⁹⁷;
- os ganhos reais com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações;

⁹⁷ 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 2023, identificou-se 4 818 721 instalações em BT integradas nas redes inteligentes elegíveis para o INS⁹⁸.

Além das rubricas supra indicadas, inclui-se na rubrica de outros custos não sujeitas a metas de eficiência a restituição dos montantes de receitas da atividade DEE decorrentes da utilização dos apoios BT pelas empresas de telecomunicações, devolvidos aos Municípios por determinação de decisões judiciais transitadas. A remuneração pelo acesso às infraestruturas aptas ao alojamento de redes de comunicações eletrônicas, que é obrigatória por lei fora dos casos excepcionados, está orientada para custos (artigo 13.º e artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio, na sua redação vigente).

As condenações da E-Redes em processos arbitrais, em que a ERSE não é parte, não foram consideradas nas tarifas de 2023 nem nas tarifas de 2024, porquanto, como a ERSE esclareceu, corriam ainda outras ações, aguardando-se as respetivas decisões arbitrais.

A E-Redes foi condenada, em fevereiro de 2022, a entregar aos municípios de Santo Tirso e Vila Nova de Gaia 50% das receitas recebidas de empresas de telecomunicações com a cedência de apoios de BT localizados nestes municípios, valor ao qual acrescem juros⁹⁹. O valor a que E-REDES foi condenada abrange montantes de apoios recebidos em 2015 e 2016, incluídos no período de regulação de 2015 a 2017, período esse em que a E-Redes passou a devolver 75% destas receitas ao sistema tarifário.

Tendo tais últimas decisões, produzido caso julgado, tudo indica que se consolidou na ordem jurídica um entendimento judicial que pacifica o tema (na medida em que não há notícia de novos processos com tal pretensão municipal). Neste âmbito, verifica-se que os valores a pagar pela E-Redes aos municípios na sequência de anteriores decisões arbitrais – nos casos em que a condenação transitou em julgado – corresponderam a uma perda financeira que a empresa regulada não teve como evitar, na medida em que a E-Redes estava por lei obrigada a franquear o acesso aos apoios a apenas cobrar um valor “orientado para custos” (Decreto-Lei n.º 123/2009, de 21 de maio), que a ANACOM se absteve até hoje de fixar, e a operacionalização deste regime, não estava clarificada em termos que pudessem orientar a sua conduta. Foi neste enquadramento que a E-Redes veio a pagar aos municípios valores que já havia entregue ao

⁹⁸ Decorrente de uma ação de fiscalização da ERSE e da informação complementar reportada pela E-Redes, o montante do incentivo para 2022 inclui acertos aos montantes reconhecidos em proveitos no passado, nomeadamente, a devolução de montantes indevidamente recebidos por algumas instalações não cumprirem os critérios de elegibilidade.

⁹⁹ De acordo com exposto nas páginas 7 e 8 do documento “Informação Previsional da E-REDES 2024-2025” reportado para efeitos da Tarifas de 2025.

sistema elétrico. Pelo que estes montantes, correspondendo a um total de 89 731 euros, acrescidos de juros regulatórios, para os anos de 2015 e 2016, que respeitam a decisões judiciais já transitadas, serão considerados e ajustados nos proveitos permitidos da E-Redes¹⁰⁰. A decisão é tomada em face das concretas circunstâncias apuradas e não constitui precedente geral que possa ser mobilizado *per se* em possíveis casos futuros.

Além disso, assinala-se que continua a caber à ANACOM, nos termos dos n.ºs 4 e 5 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009, 21 de maio, na sua redação vigente, aprovar, por regulamento, a metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração a pagar pelas empresas de comunicações eletrónicas como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas, mediante parecer vinculativo desta Entidade Reguladora (artigo 4.º, n.º 3 do mesmo diploma), considerando inclusivamente a evolução legislativa de Direito Europeu sobre o tema (Regulamento (UE) 2024/1309 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 29 de abril de 2024).

Quadro 5-36 – Outros Custos não Sujeitos a metas de Eficiência em 2022

Unidade: 10³ EUR

		Ajustamento de 2023		
		AT/MT	BT	Total
A	Custos de Exploração com a Gestão Integrada de Garantias - OMIP	524	491	1 015
B	Devolução dos Proveitos Suplementares do Aluguer de apoios - Empresa de Telecomunicações		-12 260	-12 260
C	Incentivo à Inovação e Novos Serviços nas Instalações em BT (INS)		25 048	25 048
D	Restituição dos montantes dos apoios entregues aos Municípios por decisões judiciais transitadas e anteriormente devolvidos ao SNE		91	91
Total = A+B+C+D	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	524	13 369	13 893

100 De acordo com exposto nas páginas 9 e 10 do documento “Informação Previsional da E-REDES 2023-2024” reportado para efeitos da Tarifas de 2024.

5.4.2.2.1 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), há um impacte económico, quer decorrente da projeção da base de ativos regulada a incorporar na base de custos TOTEX que vier a ser definida, quer por via do resultado do mecanismo de partilha de ganhos e perdas do atual período de regulação, cujo resultado é repercutido no período de regulação subsequente. Os investimentos ocorridos, que foram aprovados, quer no âmbito de um PDIRD-E, quer em processos autónomos, e que tenham sido validados pela ERSE serão igualmente considerados na base de custos TOTEX da atividade de DEE para o próximo período de regulação, que se inicia em 2026. 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 face às metas impostas pela ERSE. Para o cálculo do “desempenho real da empresa” serão considerados investimentos ocorridos que tenham sido efetivamente aprovados e validados pela ERSE, quer no âmbito de um PDIRD-E, quer em processos autónomos.

Assim, apesar de, na atual metodologia de regulação os proveitos permitidos anuais da atividade de DEE não dependerem diretamente dos investimentos entrados em exploração em cada ano, continua a ser

necessária a sua avaliação pela ERSE, para que possam ser considerados em todos os momentos de avaliação económica subsequentes, nomeadamente nas revisões das bases de custos totais e na determinação dos montantes do mecanismo de partilha de ganhos e perdas.

Neste particular, com base na informação submetida à ERSE pela E-REDES, ao abrigo do Artigo 186.º do Regulamento Tarifário, nomeadamente, na informação real constante da Norma Complementar n.º 4 das contas reguladas da empresa, é possível concluir que, no ano de 2023, entrou em exploração um conjunto de projetos de investimento específicos nas redes de distribuição em AT e MT, num montante total de aproximadamente 160 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 2023 com a informação sobre a aprovação desses mesmos investimentos por parte do Concedente, em sede de PDIRD-E ou de outro processo equivalente.

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 RT do setor elétrico.

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:

$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

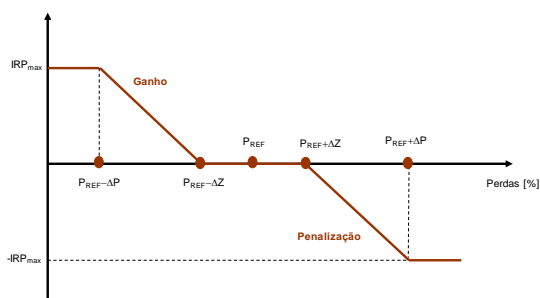
COMPONENTE 1

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 5-6.

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 5-6 – Componente 1 do mecanismo de incentivo para o período de regulação 2022-2025



O Quadro 5-37 resume os parâmetros da componente 1 do incentivo à redução das perdas em 2023.

Quadro 5-37 – Parâmetros da componente 1 em 2023

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 2023 DA COMPONENTE 1

Em 2023, o valor das perdas nas redes de distribuição referido à energia entrada foi de 7,80%¹⁰¹, tal como ilustrado na Figura 5-7 e na Figura 5-8 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.

¹⁰¹ A contabilização das perdas reais inclui as injeções de clientes transacionadas e as injeções de excedentes de autoconsumo não transacionadas.

Figura 5-7 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no referencial de entrada

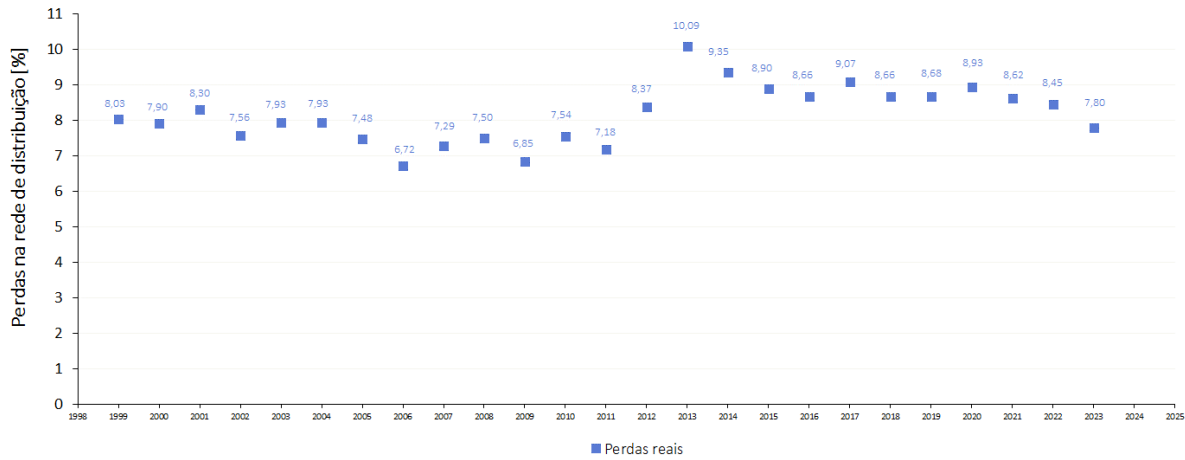


Figura 5-8 - Evolução das perdas e parâmetros do incentivo à redução de perdas



Sendo 7,80% o valor das perdas verificado, este situa-se abaixo das perdas de referência (8,25%), mas, estando dentro da banda neutra (limite 7,50%), 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 $k = 25\%$.

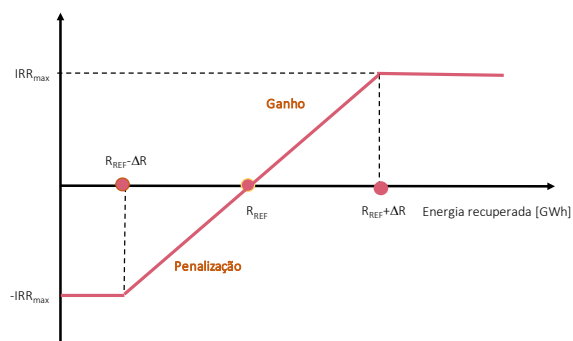
De acordo com a informação do operador da RND, o valor do montante recuperado no âmbito da componente 2 em 2023 foi de 8 694 077 €. Sendo o valor da percentagem de partilha $k = 25\%$, o prémio a receber no âmbito da componente 2 é de

$$PP_2 = 8\,694\,077 \times 0,25 = 2\,173\,519 \text{ €}$$

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 5-9.

Figura 5-9 – 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 2023.

Quadro 5-38 - 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 $IRR_{max}=-IRR_{min} =$ $R_{REF} \times V_{p3}$ (€)
126	50	6 300 000

Fonte: ERSE

De acordo com a informação da E-Redes, e energia recuperada no âmbito da componente 3 do incentivo foi de 126,227 GWh. Sendo o valor de referência $R_{REF} = 126$ GWh, e a valorização unitária da energia recuperada $V_{p3} = 50$ €/MWh, o operador da RND tem direito a um prémio de

$$PP_3 = (126\,227 - 126\,000) \times 50 = 11\,350 \text{ €}.$$

Aplicação do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição em 2023

Nos termos atrás descritos, a aplicação do incentivo à redução de perdas na rede de distribuição ao ano de 2023 resulta num prémio no valor de:

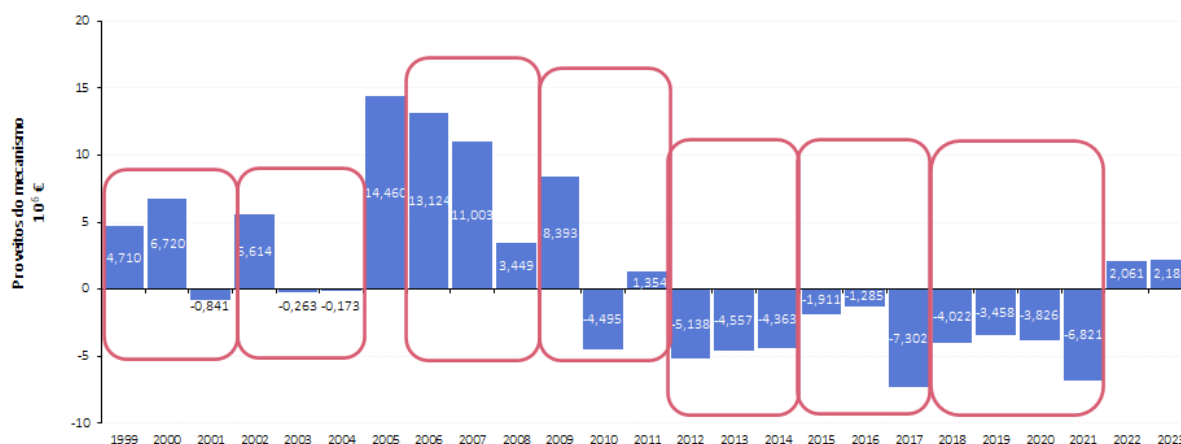
$$PP = PP_1 + PP_2 + PP_3$$

$$PP = 0 + 2\,173\,519 + 11\,350 = 2\,184\,869 \text{ €}$$

A Figura 5-10 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 segundo 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 2023 o operador recebe um prémio de 2,185 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 5-10 - 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)¹⁰² 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:

¹⁰² 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.

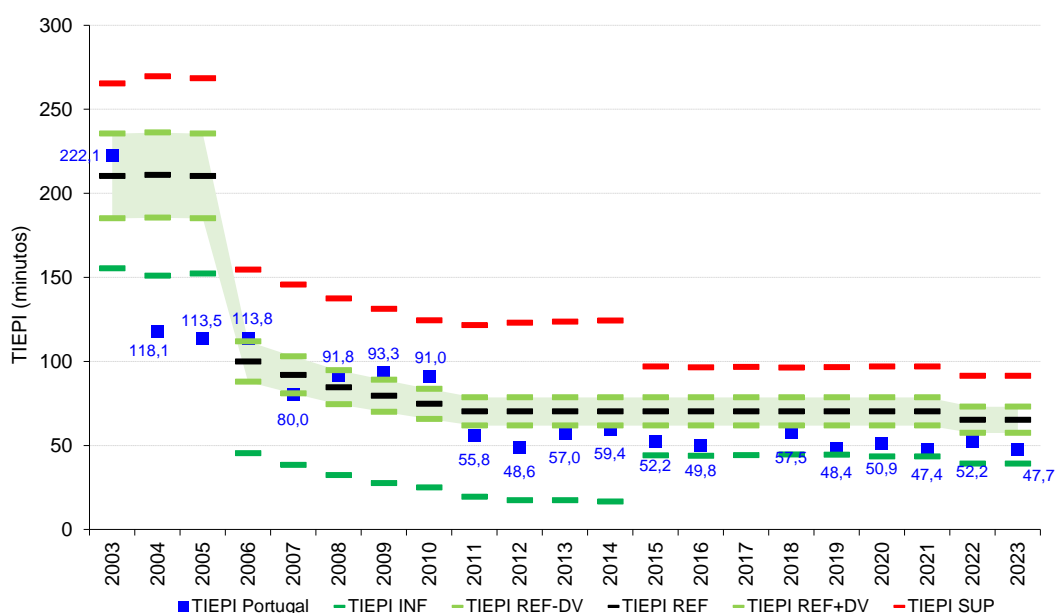
ED: Energia entrada na rede de distribuição em MT durante o ano, em kWh;

TIEPI: Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada¹⁰³, em horas;

T: Número de horas do ano.

A Figura 5-11 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 5-11 - 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 2023, encontram-se publicados com as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023, através da Diretiva n.º [3/2023](#), de 11 de janeiro.

¹⁰³ São consideradas as interrupções acidentais 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 2023 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 5-39 apresenta o modo de determinação da *END* em 2023, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2023 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Quadro 5-39- Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2023

Valores de energia activa 2023	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT\ MR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 483 984,60	23 007 428,54	13 645 443,91	6 563 779,77	49 700 636,83
$W_{CAT\ MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	4 410,37	13 368,65	10 796,79	5 195,39	33 771,19
$W_{CAT\ ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	204 564,17	986 529,51	727 340,59	415 626,86	2 334 061,13
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT\ MR} + W_{CAT\ MR}$ (MWh)	6 275 010,06	22 007 530,39	12 907 306,54	6 142 957,52	47 332 804,51
g_{AT}	0,0172	0,0157	0,0123	0,0109	-
$1+g_{AT}$	1,0172	1,0157	1,0123	1,0109	-
$(1+g_{AT})^{-1}$	0,9831	0,9845	0,9878	0,9892	-
$W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 168 904,90	21 667 352,95	12 750 475,68	6 076 721,26	46 663 454,79
$W_{CAT\ MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	302,44	865,22	402,68	172,04	1 742,38
$W_{CAT\ ML}$: vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	721 218,28	2 850 682,70	1 954 164,54	1 094 630,39	6 620 695,91
$W_{CAT} = W_{CAT\ MR} + W_{CAT\ ML}$ (MWh)	721 520,72	2 851 547,92	1 954 567,22	1 094 802,42	6 622 438,29
$[W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 447 384,17	18 815 805,03	10 795 908,46	4 981 918,84	40 041 016,50
$ED = ([W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT}))$ (MWh)					40 041 016,50
<i>TIEPI</i> (min)					47,71
<i>TIEPI</i> (h)					0,80
<i>T</i> (h)					8 760,00
$END = ED * TIEPI / T$ (MWh)					3 634,86

Com base nos valores de *ED* e *END* em 2023 obtêm-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço que se apresentam no Quadro 5-40.

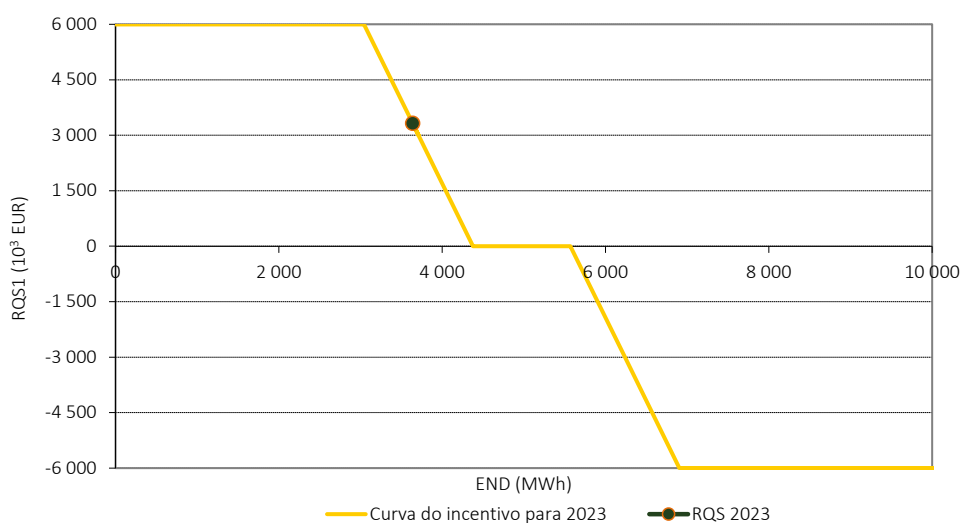
Quadro 5-40 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2023

$END_{REF} = 0,0001241 \times ED$ (MWh)	4 969,09
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$ (MWh)	596,29
$END_{REF} - \Delta V$ (MWh)	4 372,80
$END_{REF} + \Delta V$ (MWh)	5 565,38

Atendendo ao mecanismo de incentivo, sendo o valor de END em 2023 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 3 320 740,00 euros.

A Figura 5-12 contém uma representação gráfica da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2023, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 5-12- Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2023



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%¹⁰⁴). O cálculo do SAIDI MT 5% resulta da média deslizante dos últimos três anos apurada para o universo dos 5% de Postos

¹⁰⁴ Para determinar o valor do indicador SAIDI MT são tidos em consideração os seguintes critérios:

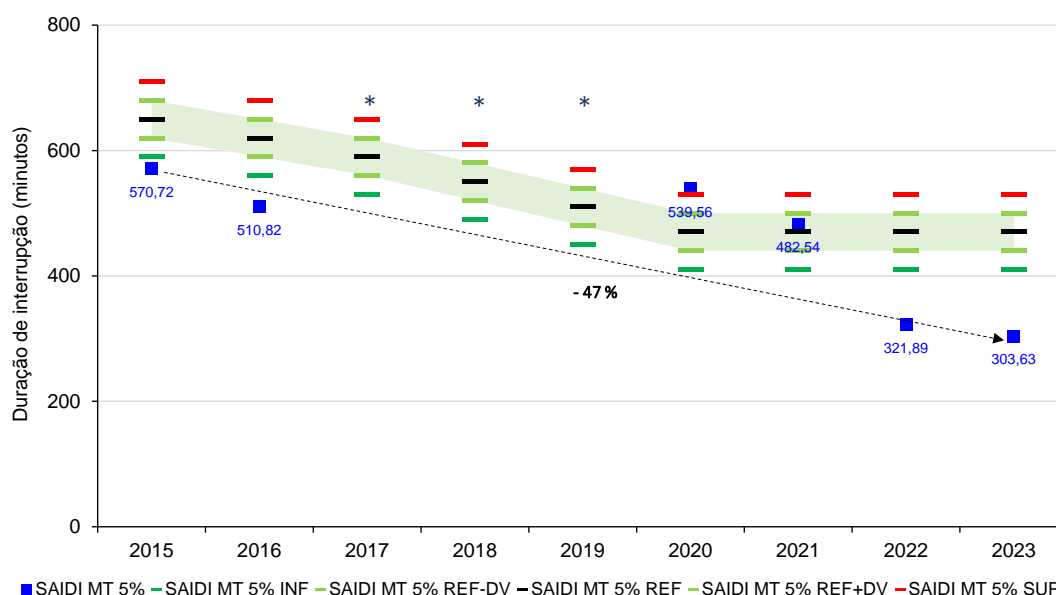
- a) Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem em instalações de clientes, com as seguintes exceções:
 - Interrupções com origem em instalações de clientes que afetem apenas 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.
- b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês.
- c) 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 em vigor em 2023, encontram-se publicados com as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2023, através da Diretiva n.º [3/2023](#), de 11 de janeiro.

A Figura 5-13 apresenta a evolução do indicador do SAIDI MT 5% para os anos de 2015 a 2023, e o seu enquadramento nos limites definidos para a Componente 2 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.

Figura 5-13 - Evolução do indicador SAIDI MT 5%



■ SAIDI MT 5% — SAIDI MT 5% INF — SAIDI MT 5% REF-DV — SAIDI MT 5% REF — SAIDI MT 5% REF+DV — SAIDI MT 5% SUP

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%₂₀₂₁; SAIDI MT 5%₂₀₂₂; SAIDI MT 5%₂₀₂₃), o valor da Componente 2 do incentivo para 2023 é valorizado em três milhões de euros.

MONTANTE TOTAL DO INCENTIVO PARA 2023

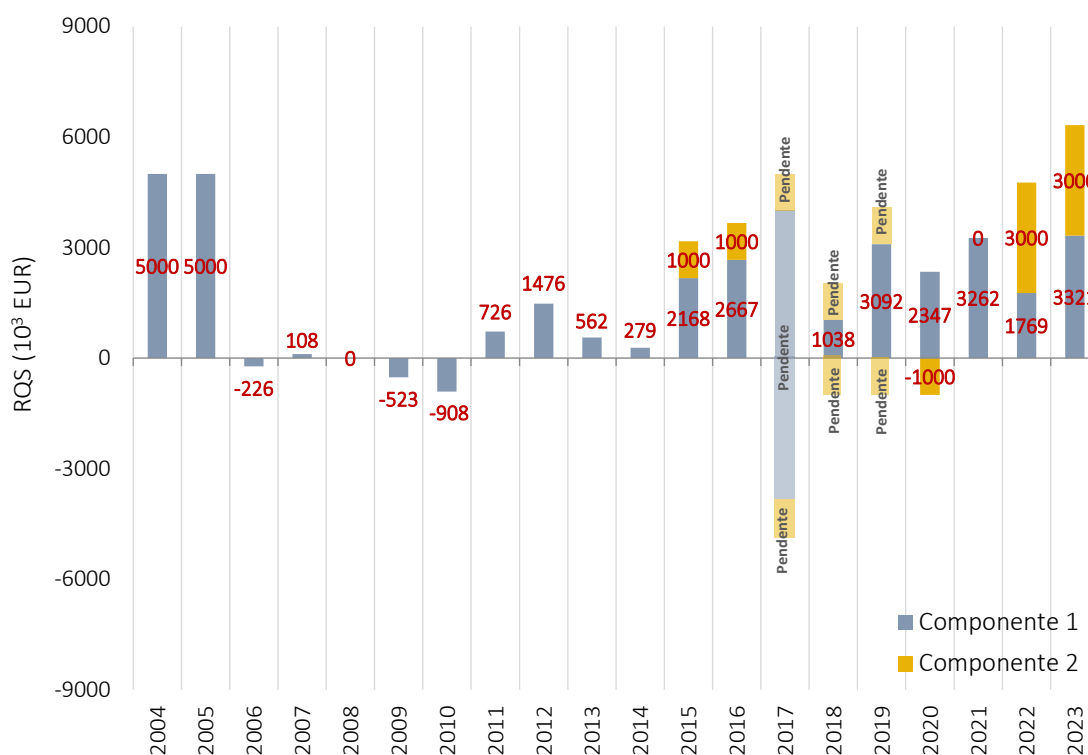
O Quadro 5-41 apresenta os valores dos montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2023.

Quadro 5-41 - Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em vigor para 2023

Montante Componente 1	(euros)	3 320 740,00
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 5-14.

Figura 5-14 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



O incentivo à melhoria da continuidade de serviço relativo ao ano de 2023 totaliza, nas suas duas componentes, um valor de cerca de 6,32 milhões de euros, representando um aumento de aproximadamente 33% 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.

5.5 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, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a atividade de Comercialização.

Em termos de metodologias de regulação, salienta-se que, para 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.

5.5.1 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.

O montante de proveitos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes em 2025 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do artigo 122.º do Regulamento Tarifário em vigor.

5.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 2025 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 122.º do Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 5-42 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE para fornecimento dos clientes do ano 2025.

Quadro 5-42 - Custos com a atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR			
		Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Tarifas 2025 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-((1)*5/12+(1')*7/12)] / / [(1)*5/12+(1')*7/12]
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	348 845	260 611	228 272	-23,2%
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	102,35	76,46	80,14	-8,1%
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	3 408	3 408	2 848	-16,4%
B	Custos de funcionamento afectos à atividade de CVEE para fornecimento a clientes do CUR, previstos para o ano t	3 073	3 073	3 625	17,9%
C	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função de CVEE para fornecimento a clientes do CUR em t-1	154 239	156 790	30 857	-80,2%
D	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de CVEE para fornecimento a clientes do CUR em t-2	49 689	49 689	7 474	-85,0%
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	581	581	0	-100,0%
F = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	Total dos proveitos a permitidos da atividade de CVEE para Fornecimento dos Clientes do CUR	147 410	56 625	193 565	104,9%
G = - [(C) + (D) + (E)]	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-38 331	81,4%
H = (F) - (G)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	351 919	263 684	231 896	-22,8%

O Quadro 5-43 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 2024 e as previsões para 2025 consideradas pela ERSE neste exercício tarifário, encontram-se no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2025».

Quadro 5-43 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2025	
	2022	2023	2024	2025
= Total das Aquisições do CUR	3 260	3 478	2 955	2 848
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	391 13,9%	393 13,0%	302 11,6%	348 14,2%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	52 1,8%	70 2,3%	49 1,9%	43 1,8%
= Total dos Fornecimentos do CUR	2 817	3 015	2 604	2 457

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

5.5.1.2 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 5-44 sintetiza os valores para estes ajustamentos referentes a 2024 e 2025.

Quadro 5-44 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

Unidade 10³ EUR

		Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Tarifas 2025 (2)	Variação (%) (3) = [[2]-((1)*5/12+(1')*7/12)] / / [(1)*5/12+(1')*7/12]
A	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da atividade CVEE FC do CUR, referente a t-1	154 239	156 790	30 857	-80,2%
B	Ajustamento definitivo dos proveitos permitidos da atividade CVEE FC do CUR, referente a t-2	49 689	49 689	7 474	-85,0%
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, referente a t-2	581	581	0	-100,0%
D = (A) + (B) + (C)	Total de ajustamentos do CUR a incorporar nos proveitos do ano 2025	204 508	207 059	38 331	-81,4%

De acordo com o artigo 129.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, 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 2025 é apresentado no Quadro 5-45.

Quadro 5-45 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2023 Real
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	469 123
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	136,27
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 443
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	4 061
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-2	473 184
D	Proveitos faturados com a aplicação da Tarifa de Energia em t-2, deduzida de aditividade e sobreproveito	629 289
E = (D) - (C)	Desvio nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2	156 105
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	169 173
G	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1	155 727
G	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1 (Dez2023)	154 239
G'	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1 (Mai2024)	156 790
H = (G*5/12+G'*7/12) x (1 + i_{t-1}^E)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1, atualizados para t	161 699
H = (G) x (1 + i_{t-1}^E)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1, atualizados para t	161 699
I	Ajustamento extraordinário a repercutir no ano t	0
J = (F) - (H) + (I)	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2 a repercutir em t	7 474
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	4,369%
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%

Os valores previstos para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR¹⁰⁵, aquando da definição das tarifas para 2023, e os valores reais ocorridos, são apresentados no Quadro 5-46.

Quadro 5-46 - Custo médio previsto e real de aquisição de energia elétrica pelo CUR para o ano t-2

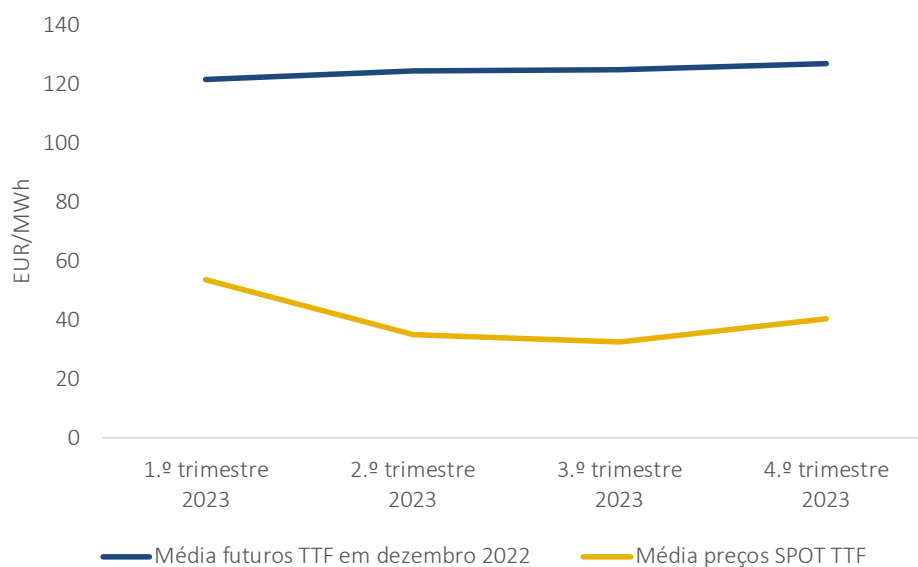
	2023P em T2023	2023P em T2023 (Jun. 2023)	2023
Preço de mercado médio anual de energia elétrica (EUR/MWh)	213,28	129,52	88,27
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	216,00	127,15	192,51
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	14%	44%	33%

Fonte: ERSE, REN, EDP, Bloomberg

Um dos motivos que justificou a evolução não prevista para o custo global de aquisição do CUR foi a evolução do preço do gás natural. 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 2023, com os preços médio em dezembro de 2022 dos futuros para entrega nesses trimestres.

¹⁰⁵ 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.

Figura 5-15 – Preços do gás natural TTF em 2023



Fontes: 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 129.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021. A existência de tarifas de Venda a Clientes Finais com preços transitoriamente 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 5-47 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo

		Unidade 10 ⁷ EUR
		2023 Real
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	553 166
1	Energia	629 289
2	Uso Global do Sistema	-233 962
3	Uso da Rede de Transporte	21 822
4	Uso da Rede de Distribuição	113 237
5	OLMC	159
6	Comercialização	22 621
B = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)		553 166
D = (A) - (B)		0
	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2	
i_{t-2}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	4,369%
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%
E = (D) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)		0
Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2, atualizado para t		

5.5.1.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

De acordo com o artigo 122.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento 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 2024 é apresentado no Quadro 5-48. O montante de ajustamento tem origem, principalmente, na redução do custo unitário do CUR, agora estimado para 2024 (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.

No documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2025» encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2024 e previsões para 2025 consideradas pela ERSE.

Quadro 5-48 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2024 Estim
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	266 938
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	90,32
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	2 955
B	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	3 597
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-1	270 536
D	Proveitos previstos faturar por aplicação da Tarifa de Energia a clientes finais em t-1	300 253
E = (D) - (C)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1	29 717
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	30 857
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%

5.5.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

5.5.2.1 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 e do Operador Logístico de Mudança de Comercializador 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 2025 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do artigo 123.º do Regulamento Tarifário em vigor (RT).

Para as parcelas previstas nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 5-49.

Quadro 5-49 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Tarifas 2025 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-((1)*5/12+(1')*7/12)] / / [(1)*5/12+(1')*7/12]
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	40 772	127 212	100 511	10,2%
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	21 743	21 743	19 776	-9,0%
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	111 954	111 954	99 929	-10,7%
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	174 469	260 909	220 216	-2,1%

5.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização tem sido regulada com base numa regulação por incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX¹⁰⁶, acrescida da remuneração do fundo de manuseio. No período de regulação que se iniciou em 2022 manteve-se a regulação por *price-cap*, sendo o número de clientes o *driver* de custos.

No entanto, a metodologia de regulação aplicada à atividade de Comercialização foi adaptada à nova realidade da empresa, já referida, em especial ao desenvolvimento de sistemas de informação autónomos decorrentes da separação de atividades. A empresa, ao contrário do que acontecia antes de 2022, passou a reportar investimentos também na atividade de Comercialização.

Assim, adicionalmente à componente de OPEX regulada por *price-cap*, foi incluída, no novo período de regulação 2022-2025, 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 os investimentos propostos pela empresa estão sujeitos à avaliação e aceitação da ERSE.

¹⁰⁶ Custos de exploração do inglês, *Operational Expenditure*.

Ainda no que respeita aos investimentos, refira-se que a aceitação dos investimentos associados à rede de lojas exclusiva garante, tal como previsto regulamentarmente, a neutralidade de custos para efeitos tarifários. O mesmo procedimento foi aplicado aos investimentos associados à alteração de imagem.

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.

5.5.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à SU Eletricidade na atividade de Comercialização resulta da expressão estabelecida no artigo 125.º do RT, e está apresentado no Quadro 5-50.

Quadro 5-50 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2024	Tarifas 2025	Variação (%)
1	Amortizações do ativo fixo em NT	162	176	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em NT	681	477	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%	
4	Ajustamento de t-1 do CAPEX em NT	30	20	
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)	110,73441	114,22196	
7	Número de consumidores médio, em NT	559	338	
8	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	138	125	
9	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-6	-4	
10	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	347	-144	
A = (1)+(2)*(3)-(4)+(5)+(6)x(7)/1000+(8)+(9)-(10)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	43	512	1100,15%
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	381	5831,91%
C = A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	49	131	167,25%
11	Amortizações do ativo fixo em BTE	69	92	
12	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em BTE	264	253	
13	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%	
14	Ajustamento de t-1 do CAPEX em BTE	3	-9	
15	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	32	33	
16	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (EUR/consumidor)	92,46002	95,37202	
17	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	1 317	464	
18	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	136	108	
19	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-25	-13	
20	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	144	-103	
D = (11)+(12)*(13)-(14)+(15)+(16)x(17)/1000+(18)+(19)-(20)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	201	390	94,31%
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	-25	-13	-153,42%
F = D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	226	404	78,86%
21	Amortizações do ativo fixo em BT	1 963	2 890	
22	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em BT	6 871	7 689	
23	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%	
24	Ajustamento de t-1 do CAPEX em BTN	376	-541	
25	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	7 636	7 877	
26	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (EUR/consumidor)	13,62507	14,05419	
27	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	956 185	826 070	
28	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	5 025	3 880	
29	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-269	-250	
30	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	2 568	777	
G = (21)+(22)*(23)-(24)+(25)+(26)x(27)/1000+(28)+(29)-(30)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	24 823	26 196	5,53%
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 BTN	-269	-250	-192,90%
I = G - H	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	25 092	26 445	5,39%
J = A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	25 067	27 098	8,10%
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	-300	118	-60,71%
L = J - K	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	25 367	26 980	6,36%

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 126.º do RT. Adicionalmente, ao nível da NT inclui 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 à diminuição do ajustamento definitivo t-2 relativo a 2023, a devolver pela empresa.

CUSTOS NÃO CONTROLÁVEIS

A avaliação realizada pela ERSE justificou a consideração de uma parcela de custos não controláveis nos proveitos permitidos para 2025 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 4,07 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 2025. Pequenas diferenças que possam ocorrer entre estes montantes e os montantes correspondentes, que serão publicados na sequência da Consulta Pública n.º 124 da ERSE, serão naturalmente corrigidas em sede de cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos.

CUSTOS DE REFERÊNCIA NA COMERCIALIZAÇÃO

À semelhança do verificado na atividade de comercialização no setor do gás, 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 2025. 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 5-50).

Desta forma, aplicou-se um limite de 18,24 euros por cliente, definido no capítulo 6.2, às componentes de custo controláveis (OPEX e CAPEX), excluindo os custos não controláveis, especificamente os custos com a Tarifa Social e com o preço regulado do OLMCA a suportar pelo CUR.

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 ERSE, no âmbito da sua competência em matéria de regulação económica da atividade de comercialização de último recurso, entendeu que, caso os consumidores titulares de direito de crédito não o tenham reclamado, no prazo de 5 anos desde a sua comunicação, junto dos comercializadores de último recurso de eletricidade, devem esses créditos ser repercutidos nas tarifas suportadas por todos os consumidores de energia elétrica. Assim, 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 2018 com referência a 31 de dezembro de 2023. Tal como a metodologia de custos de referência aplicada no nível de tensão NT, 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 5-50) e é recuperado pelos consumidores através da tarifa de UGS II.

Adicionalmente, e de acordo com o artigo 126.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 2025.

5.5.3.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 132.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os

proveitos efetivamente faturados em 2023 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 2023.

O Quadro 5-51 compara os valores verificados em 2023 com os previstos em 2022 no cálculo das tarifas de 2023. O desvio a repercutir nas tarifas de 2025 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 positiva, o que significa um montante de ajustamento a devolver pela empresa, e é resultado do aumento do número de consumidores face ao que foi previsto em tarifas de 2023, particularmente em BTN.

Quadro 5-51 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

		2023	Tarifas 2023
1	Amortizações dos activos fixos em NT	135	159
2	Valor médio dos activos fixos em NT	422	649
3	Taxa de remuneração dos activos fixos em NT	5,57%	5,05%
4	Acerto 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)	24	24
6	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (EUR/consumidor)	104,41717	104,41717
7	Número de consumidores médio, em NT	803	1 095
8	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	0	0
9	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-23	-23
10	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-20	-20
A	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	293	357
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)	-23	-23
C = A - B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	316	380
D	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	212	
E = D - A + B	Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em NT, em t-2	-104	
F	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em NT relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-31	
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	-144	
11	Amortizações dos activos fixos em BTE	66	68
12	Valor médio dos activos fixos em BTE	202	232
13	Taxa de remuneração dos activos fixos em BTE	5,57%	5,05%
14	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTE relativo ao ano t-1	-2	-2
15	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	30	30
16	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (EUR/consumidor)	87,18531	87,18531
17	Número de consumidores médio, em BTE	1 463	994
18	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	0	0
19	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-26	-26
20	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	71	71
A'	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	137	98
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	-26	-26
C' = A' - B'	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	163	124
D'	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	71	
E' = D' - A' + B'	Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em BTE, em t-2	-91	
F'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTE relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-3	
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	-103	
21	Amortizações dos activos fixos em BTN	2 076	2 289
22	Valor médio dos activos fixos em BTN	6 252	7 977
23	Taxa de remuneração dos activos fixos em BTN	5,57%	5,05%
24	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTN relativo ao ano t-1	-107	-107
25	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	7 200	7 200
26	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (EUR/consumidor)	12,84778	12,84778
27	Número de consumidores médio, em BTN	947 538	925 858
28	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	0	0
29	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-510	-510
30	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	430	430
A''	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	20 750	20 739
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	-510	-510
C'' = A'' - B''	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 260	21 249
D''	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	22 338	
E'' = D'' - A'' + B''	Desvio nos proveitos da atividade de Comercialização em BTN, em t-2	1 077	
F''	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Comercialização em BTN relativo ao ano t-1, acrescido de juro	-390	
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	777	
H = G + G' + G''	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização, relativos a t-2	531	
i_{t-2}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	4,369%	
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%	

5.5.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX da comercialização, de acordo com o disposto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário em vigor, referente ao ano de 2024, 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 2024. O valor total para a atividade da comercialização é negativo, ou seja, a receber pela empresa, e decorre do aumento das amortizações e do valor do ativo a remunerar em BTN, conforme apresentado no Quadro 5-52, no Quadro 5-53 e no Quadro 5-54.

Quadro 5-52 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2024 da Comercialização em NT

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT		Unidade: 10 ⁹ EUR		
		Tarifas 2024	2024 em 2024	Tarifas 2025
1	Amortizações dos activos fixos	162	155	
2	Valor médio dos activos fixos	681	465	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,57%	5,53%	
A = 1 + 2*3 Custo com capital afeto à atividade de comercialização em NT		200	181	
B = A _{t-1} - A _{t-1 em t-1} Ajustamento NT sem juros				20
i _{t-1D}	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>			3,835%
C = (1 + i _{t-1D})*B Ajustamento NT com juros				20

Quadro 5-53 - 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 ⁹ EUR		
		Tarifas 2024	2024 em 2024	Tarifas 2025
1	Amortizações dos activos fixos	69	79	
2	Valor médio dos activos fixos	264	237	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,57%	5,53%	
A = 1 + 2*3 Custo com capital afeto à atividade de comercialização em BTE		83	92	
B = A _{t-1} - A _{t-1 em t-1} Ajustamento BTE sem juros				-9
i _{t-1D}	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>			3,835%
C = (1 + i _{t-1D})*B Ajustamento BTE com juros				-9

Quadro 5-54 - 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 2024	2024 em 2024 Tarifas 2025
1	Amortizações dos activos fixos	1 963	2 465
2	Valor médio dos activos fixos	6 871	7 275
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,57%	5,53%
A = 1 + 2*3 Custo com capital afeto à atividade de comercialização em BTN		2 346	2 867
B = A _{t-1} - A _{t-1 em t-1} Ajustamento BTN sem juros			-521
i _{t-1D}	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>		3,835%
C = (1 + i _{t-1D})*B Ajustamento BTN com juros			-541

5.6 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:

- 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”);
- produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração;
- 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 127.º do RT;

- 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 128.º do RT.

Em ambas as atividades são considerados custos de funcionamento, regulados através de uma metodologia de custos aceites, que 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 ¹⁰⁷.

5.6.1 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 prazos¹⁰⁸. Por este motivo, os proveitos desta atividade do AUR correspondem ao CIEG relativo ao diferencial de custo com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida (PRG)¹⁰⁹.

Os proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do AUR são determinados de acordo com o n.º 1 do artigo 127.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 produção¹¹⁰;

¹⁰⁷ Em termos regulamentares, a disposição transitória aplicável ao desempenho das atividades de AUR pelo atual CUR encontra-se no n.º 2 do artigo 224.º do RT.

¹⁰⁸ O n.º 4 do artigo 17.º e o artigo 278.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determinam a manutenção dos regimes remuneratórios nas condições de atribuição até ao decurso dos respetivos prazos, nos termos em que foram estabelecidos.

¹⁰⁹ 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.

¹¹⁰ 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 tarifária¹¹¹. Deste modo, de acordo com o n.º 2 do artigo 127.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 224.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.

5.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 5-55 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE PRG do ano 2025, 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 127.º do RT.

¹¹¹ Nos termos dos n.ºs 8 a 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Quadro 5-55 – Proveitos permitidos e a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR

		Unidade 10 ³ EUR			
		Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Tarifas 2025 (2)	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	2 154 844	2 019 673	1 740 569	-16%
a	Quantidades de PRG adquiridas (GWh)	21 113	19 712	18 161	-11%
b	Preço médio de aquisição da PRG (EUR/MWh)	102,1	102,5	95,8	-6%
2 = c x d	Receita total das vendas da energia elétrica adquirida aos PRG	1 761 825	767 556	1 106 074	-6%
c	Quantidades de PRG vendidas (GWh)	21 113	19 712	18 161	-11%
d	Preço médio de venda da PRG (EUR/MWh) ⁽¹⁾	83,4	38,9	60,9	6%
A = (1) - (2)	Diferencial de custo com a aquisição da PRG do ano t	393 019	1 252 117	634 495	-29%
3 = e + f	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PRG do AUR	-125 358	-125 358	-82 605	34%
e	Receitas com garantias de origem	-125 358	-125 358	-45 310	64%
f	Ganhos ou perdas com as titularizações de dívida	0	0	-37 296	-
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PRG do AUR	12 400	12 400	11 471	-7%
5	Ajustamento t-1	-1 481 106	-1 501 645	-115 495	92%
6	Ajustamento t-2	-407 444	-407 444	-123 285	70%
7	Ajustamento extraordinário ⁽²⁾	8 255	8 255	-8 278	-200%
B = (A) + (3) + (4) - - (5) - (6) - (7)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR	2 160 357	3 039 994	810 417	-70%
C	Valor líquido das transferências intertemporais de proveitos (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores)	-1 244 063	-1 244 063	484 004	139%
D = (B) + (C)	Proveitos da atividade CVEE PRG do AUR a recuperar pela parcela II da UGS	916 293	1 795 930	1 294 422	-9%

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 é descrito no ponto 5.6.1.2.3 e reporta-se à reversão da decisão regulatória sobre a aplicação da Portaria n.º 244/2020 refletida nas tarifas de 2024.

De seguida justificam-se as principais rubricas de custos e receitas desta atividade. Os cálculos dos ajustamentos dos anos anteriores são explicitados no ponto 5.6.1.2.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

No Quadro 5-56 apresenta-se a produção e o preço médio unitário de aquisição de energia elétrica aos produtores com remuneração garantida (PRG) previstos para 2025, desagregado por tecnologia. Este quadro apresenta também a desagregação por tecnologia do diferencial de custo da PRG previsto para o ano de 2025, sendo a justificação do preço de referência usado no seu cálculo apresentada no Quadro 5-57.

Quadro 5-56 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à produção com remuneração garantida

	Tarifas 2025				
	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	12 929	83,0	1 073 689	60,90	286 240
Hídricas	643	112,3	72 170	60,90	33 023
Biogás	144	134,0	19 287	60,90	10 519
Biomassa	1 269	138,9	176 378	60,90	99 061
Fotovoltaica	340	303,7	103 345	60,90	82 619
Eolica OffShore	77	163,0	12 623	60,90	7 908
Ondas	0	0,0	0	60,90	0
RSU	0	0,0	0	60,90	0
Cogeração (NFER)	940	105,4	99 124	60,90	41 857
Cogeração (FER)	1 277	107,0	136 656	60,90	58 882
Micro/Mini/UPAC/UPP	313	136,5	42 674	60,90	23 633
Fotovoltaica Leilões	228	20,3	4 624	60,90	-9 246
Total da Produção com Remuneração Garantida	18 161	95,8	1 740 569	60,90	634 495

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, bem como os perfis de aquisição desta produção e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 5-16 apresenta a evolução da produção com remuneração garantida adquirida pelo AUR, desagregada por tecnologias, que ocorreu no período de 2005 a 2023, as produções estimadas para 2024 e as previstas para 2025¹¹².

Nesta figura observa-se um crescimento acentuado da injeção deste tipo de produção nas redes até 2010, consequência do rápido desenvolvimento da potência instalada, com crescimentos anuais sempre acima de dois dígitos. 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 na cogeração deve-se à redução da produção dos cogeneradores no regime de remuneração garantida, nomeadamente a partir de fontes não renováveis que foi fortemente influenciada pela subida dos preços de gás desde a segunda metade de 2021, mas também pela transição temporária de cogeneradores, não renováveis e renováveis,

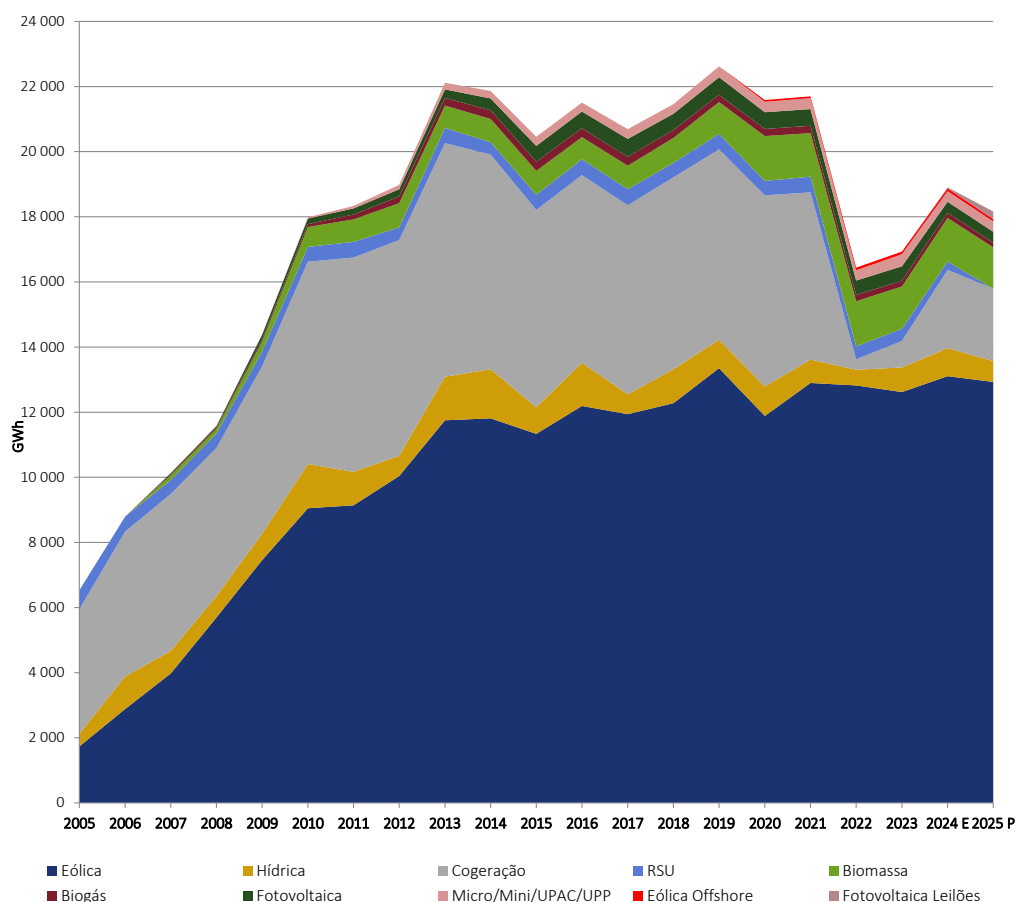
¹¹² Até 2023, as aquisições da PRG foram feitas pela atividade de CVEE PRE do CUR.

para o regime de remuneração geral, 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.

Para 2024 e 2025, assumiu-se a previsão usada pela SU Eletricidade, que se baseia em previsões de evolução da potência instalada e em dados históricos das horas de funcionamento por tecnologia, atualizados com informação real até julho de 2024. A respeito das previsões de produção, importa destacar o seguinte:

- manutenção da aquisição de grandes volumes de produção de eólica *on-shore*, em resultado da estabilidade da capacidade instalada, apesar da transição para regime de remuneração geral de alguns parques eólicos, que é compensada com a entrada de nova capacidade para a carteira do AUR, em particular sobreequipamentos;
- crescimento das aquisições a cogeneradores face ao verificado em 2023, devido ao regresso à carteira do AUR de instalações que transitaram para o regime de remuneração geral ao abrigo da derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010, que, conjugado com alterações dos regimes de funcionamento de algumas instalações e com o término do período de remuneração garantida de outras, resulta em volumes substancialmente inferiores aos verificados antes de 2022;
- decréscimo das aquisições a produtores hídricos em 2025, devido à transição para regime de remuneração geral de algumas centrais mini-hídricas durante 2024 e 2025, não obstante em 2024 se observar uma produção acima de 2023 devido à hidraulicidade registada em 2024 (transição de ano médio $IPH_{Acum.Nov2023}=0,98$ para ano húmido $IPH_{Acum.Nov2024}=1,29$);
- a tecnologia de resíduos sólidos urbanos terminou o regime bonificado em 30 de junho de 2024, nos termos da Portaria n.º 40/2024, de 5 de fevereiro, que antecipou em 6 meses a passagem desta tecnologia de produção para regime de mercado face ao previsto na redação anterior da Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, alterada pela Portaria n.º 308-C/2020, de 30 de dezembro.
- entrada gradual na carteira do AUR de produtores fotovoltaicos com capacidade atribuída no leilão de 2019, em particular em 2025 e com perspetivas de crescimento acentuado nos anos seguintes.

Figura 5-16 - Evolução da produção por tecnologia de produção com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

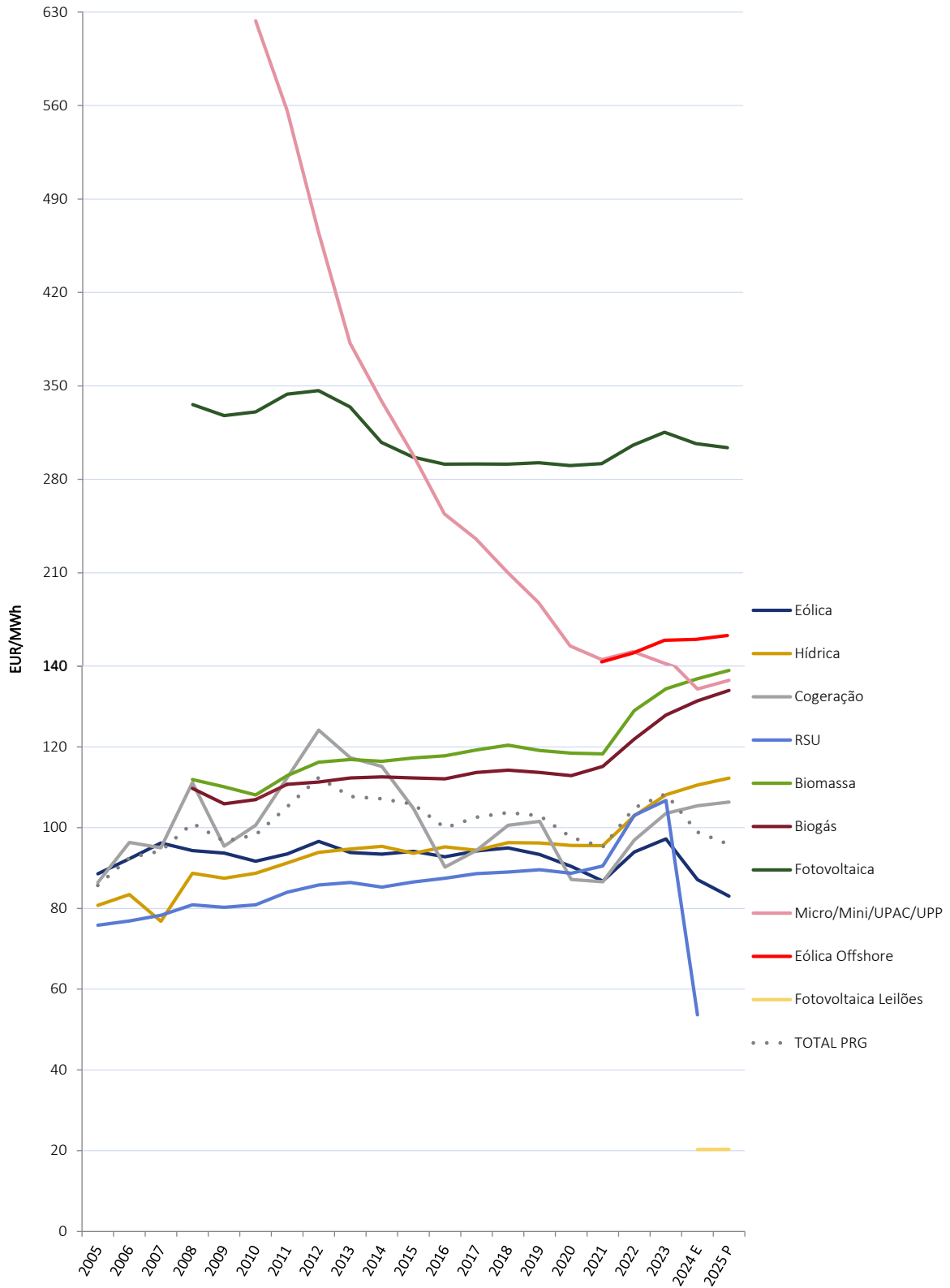
A Figura 5-17 apresenta a evolução verificada do preço unitário da produção com remuneração garantida por tecnologia entre 2005 e 2023, a estimativa para 2024 e a previsão para 2025. Em termos unitários, o preço médio da energia proveniente da produção com remuneração garantida apresentou, entre 2005 e 2023, uma taxa média anual de crescimento de 0,9%.

Para 2024 e 2025, a ERSE adotou, em geral, os preços médios de aquisição da produção com remuneração garantida por tecnologias previstos pela SU Eletricidade, devendo o preço médio ponderado de aquisição para as quantidades previstas decrescer 8,8% em 2024 e 3,1% em 2025. Por tecnologias, salienta-se:

- 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, e adicionalmente é marginalmente influenciado pela entrada de alguma nova produção, também, com um valor médio inferior ao atual. Em sentido contrário, este preço unitário é afetado pela atualização à taxa de inflação;

- a previsão de diminuição em 2024 e 2025 do preço unitário da fotovoltaica (anterior aos leilões de 2019) deve-se à saída nesses anos de produtores com remunerações unitárias mais elevadas;
- aumento previsto para o preço da cogeração resulta essencialmente da evolução prospetivada para o preço do petróleo, com tendência de subida em 2024 e 2025, da 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;
- redução da remuneração garantida do RSU em 2024, devido à descida no 1.º semestre dos preços de mercado de eletricidade e à redução do fator de bonificação estabelecido pela Portaria n.º 244/2020, seguindo-se o término da remuneração garantida no 2.º semestre de 2024 e em 2025, determinado também pela redação atual dessa portaria estabelecida pela Portaria n.º 40/2024, de 5 de fevereiro;
- continuação do decréscimo do preço unitário da microprodução, em consonância com o previsto no enquadramento legal desta tecnologia, que prevê reduções sucessivas até ao fim do regime bonificado;
- evolução do preço médio das UPAC de acordo com a evolução prevista para o preço do mercado *spot* de eletricidade, deste modo prevê-se um decréscimo em 2024 e um aumento 2025;
- manutenção do preço médio de 2023 das UPP em consonância com o previsto no enquadramento legal desta tecnologia;
- nas restantes tecnologias, estima-se que o preço médio unitário evolua, em 2024 e 2025, em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a sua remuneração (IPC sem habitação).

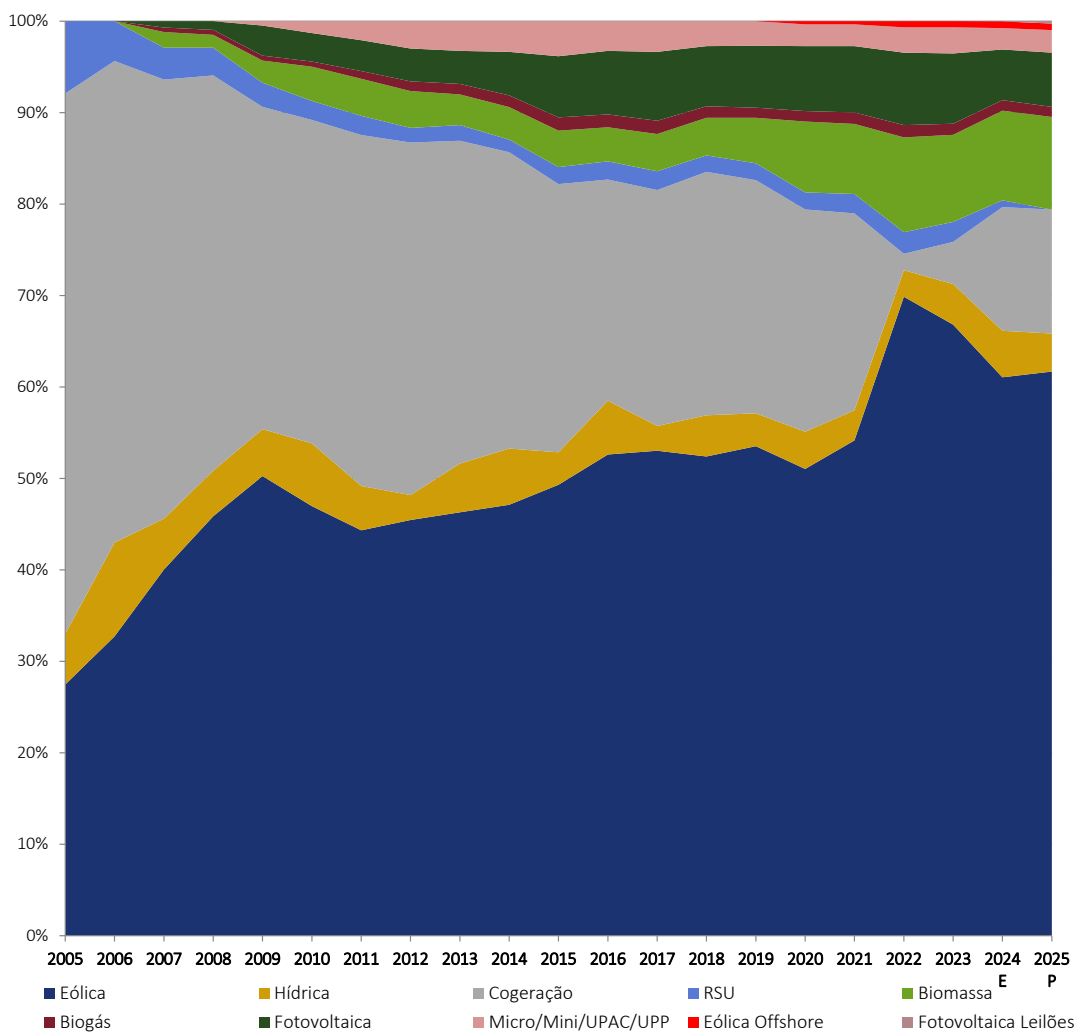
Figura 5-17 - Evolução do custo unitário por tecnologia de produção com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 5-18 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRG. Esta figura evidencia o alargamento do *mix* de produção renovável a partir de 2005 e a alteração da respetiva estrutura de custos.

Figura 5-18 - Peso de cada tecnologia no custo total da produção com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

O Quadro 5-57 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, deduzido das comissões para a participação no mercado. Os últimos leilões de produção com remuneração garantida foram realizados em 2021 e 2022, pelo que a contratação a prazo não influenciou os preços médios de venda nos anos indicados no quadro.

Quadro 5-57 - Previsões para o preço médio de venda da PRG

Unidades: EUR/MWh

		2023	2024P em T2024 (Dez. 2023)	2024P em T2024 (Mai. 2024)	2024E em T2025	2025P em T2025
(A)	Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos	88,27	88,30	46,02	61,09	73,41
(B)	Acerto do preço de venda da PRG por efeitos de perfil	-12,16	-4,83	-7,07	-10,39	-12,49
(C)	Custo unitário das comissões de venda da PRG	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01
(D)=(A)+(B)-(C)	Receita unitária líquida das vendas de PRG	76,10	83,45	38,94	50,69	60,90

Nota: O preço médio anual de energia elétrica (linha A) considera apenas os preços do mercado diário.

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, tendo sido realizados, até à data, 25 leilões para as GO atribuíveis à produção com remuneração garantida (PRG) para mitigação do respetivo sobrecusto, relativamente a lotes de produção dos anos de 2020 a 2024.

Para o ano de 2025, considera-se uma previsão de quantidades de 17,2 GWh de PRG renovável (previsão da PRG, excluindo a cogeração não renovável), valorizando-se as GO ao preço de 2,64€/MWh. Destes pressupostos resulta uma previsão da receita no valor de 45,31 milhões de euros, já deduzidos da projeção de custos com a realização dos leilões.

A respeito das receitas com GO, à semelhança do referido nos documentos de suporte à fixação das tarifas de 2024, 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.

Contudo, nas contas reais e auditadas de 2023, reportadas pela SU Eletricidade para o exercício tarifário de 2025, constata-se que não foi incorporada esta abordagem metodológica para apurar as receitas com GO apresentadas para 2023, nem foi assegurada a alteração da prática seguida pelos auditores na certificação dessas contas, no sentido pretendido pela ERSE.

Por este motivo, importa sistematizar a metodologia que se pretende adotar na repercussão tarifária das receitas com GO, nos seguintes termos:

- a) em sede de ajustamentos do ano t-2 aos proveitos da atividade CVEE PRG do AUR, a repercutir no ano t, são consideradas as receitas das GO emitidas para a energia que foi faturada aos PRG de origem renovável no ano t-2;
- b) caso os leilões das GO referidas na alínea anterior ocorram no ano t-1 em data anterior ao fecho das contas reguladas do ano t-2, as respetivas receitas devem ser especializadas e atualizadas com juros para efeitos regulatórios ao ano t-2, sendo refletidas no ajustamento do ano t-2 mencionado na alínea anterior;
- c) caso as GO emitidas para energia faturada aos PRG no ano t-2 sejam leiloadas em data do ano t-1 posterior ao fecho das contas reguladas do ano t-2, a respetiva receita é reportada em definitivo no exercício tarifário seguinte (ano t-1) e considerada no ajustamento desse ano;
- d) nas contas reguladas e auditadas do ano t-2, o reporte de informação sobre as receitas com GO deve permitir a desagregação de:
 - i. receitas de GO emitidas para energia de PRG do ano t-3, cujos leilões foram realizados no ano t-2;

- ii. receitas de GO emitidas para energia de PRG do ano t-2, cujos leilões foram realizados no ano t-2;
 - iii. receitas de GO emitidas para energia de PRG do ano t-2, cujos leilões foram realizados no ano t-1 e desagregação entre a receita especializada ao ano t-2 obtida em data anterior ao fecho das contas reguladas e a receita obtida posteriormente;
- e) nas contas reguladas e auditadas do ano t-2, deve ser apresentada a reconciliação das rubricas referidas na alínea anterior com as rubricas das contas estatutárias do ano t-2 e t-3.

A presente clarificação pretende reunir as condições para iniciar a aplicação da metodologia preconizada pela ERSE a partir do exercício tarifário de 2026, relativamente aos ajustamentos do ano de 2024, sem pôr em causa a neutralidade financeira na perspetiva da SU Eletricidade ou na perspetiva dos consumidores. Se necessário, para assegurar a transição entre a metodologia preconizada pela ERSE e o tratamento baseado em dados de faturação (referencial contabilístico) seguido até 2023, recorrer-se-á a um ajustamento extraordinário das receitas com GO no exercício tarifário de 2026.

Esta metodologia foi refletida nas normas de reporte de informação, tendo-se procedido às alterações necessárias para que incluam a informação acima descrita, devendo a SU Eletricidade promover a incorporação desta prática na certificação pelos auditores externos das contas para efeitos de regulação.

OUTROS CUSTOS OU RECEITAS – GANHOS OU PERDAS COM A CESSÃO DE DÍVIDA TARIFÁRIA

Nos documentos de tarifas relativos a 2024, publicados a 15 de dezembro de 2023, aprovados após consulta do Conselho Tarifário¹¹³ e da SU Eletricidade (que emitiram o seu parecer e pronúncias sem reservas nesta matéria), é identificado como ajustamento tarifário transmissível, nos termos do artigo 208.º, n.º 9 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a título de amortização de capital referente ao impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida (PRE/PRG) referente a proveitos permitidos de 2024, o valor de 2 068 671 milhares euros (Quadro 5-59 do documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2024 das Empresas Reguladas Do Setor Elétrico”)¹¹⁴.

¹¹³ A SU Eletricidade integra o Conselho Tarifário da ERSE nos termos do artigo 46.º, n.º 1, al. i) dos Estatutos da ERSE.

¹¹⁴ Disponível em: <https://www.erse.pt/media/jitla2rp/proveitos-e-ajustamentos-2024.pdf>.

Paralelamente, a SU Eletricidade dirigiu pedido à ERSE para comunicação de ficheiro Excel com os valores constantes do Quadro 5-59 em euros, tendo a ERSE, no dia 15 de dezembro, remetido ficheiros Excel com (i) os valores ao euro dos fluxos anuais do diferencial da PRE/PRG de 2024, subjacente ao cálculo das tarifas para 2024 e o (ii) cálculo dos fluxos mensais ao euro, associados a eventuais titularizações do diferencial da PRE/PRG de 2024, que espelham o valor em dívida de 2 068 670 853 euros. Nessa comunicação da ERSE é junta a comunicação, de 12 de março de 2015, que definia os procedimentos associados a cessões de créditos.

Nesta sequência, a ERSE recebeu cinco cartas da SU Eletricidade, datadas de 18 de dezembro de 2023 e 22 de fevereiro de 2024, que comunicam as cessões de créditos associados ao diferimento do diferencial de custo com aquisição de energia elétrica aos produtores que beneficiem de remuneração garantida (PRG) relativo ao ano de 2024, incluindo os ajustamentos de 2022 e 2023. Relativamente ao montante do diferimento do diferencial de custo com aquisição de energia elétrica aos PRG, a SU Eletricidade declarou o direito a recuperar, através da inclusão nos proveitos permitidos para o período entre janeiro de 2024 e dezembro de 2028, o montante global de 2 068 670 853 euros.

Nas cartas enviadas à ERSE, a SU Eletricidade comunicou o valor cedido em cada operação financeira, acompanhado dos quadros com os valores mensais, para todos os anos das operações, dos valores das amortizações de capital, do juro e do valor total mensal cedido. Os montantes globais das cinco operações comunicadas pela SU Eletricidade à ERSE foram os seguintes:

Quadro 5-58 - Montantes globais das operações de cessão de créditos do diferimento da PRG 2024

Valores em euros	CGD	BPI	BBVA	TAGUS	CGD	Total das operações
Data da operação	22/dez/23	27/dez/23	22/dez/23	21/dez/23	24/fev/24	
Montante do diferimento cedido comunicado à ERSE	499 999 993,83	341 999 959,20	219 000 006,24	897 897 874,34	108 000 009,80	2 066 897 843,41
Montante do diferimento cedido comunicado à ERSE (em % do montante global de 2 068 670 853 euros)	24,17%	16,53%	10,59%	43,40%	5,22%	99,91%

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

No seguimento de cada comunicação (para cada uma das operações) da SU Eletricidade, a ERSE enviou uma resposta por escrito com a confirmação do montante cedido em cada operação, do (mesmo) montante global (2 068 670 853 euros) subjacente às operações de cessão de créditos, incluindo os quadros com os valores mensais, para todos os anos, dos valores das amortizações de capital, do juro e do

valor total mensal cedido. Os montantes de diferimento cedidos comunicados à ERSE, referentes a cada operação, correspondem à soma dos valores das amortizações de capital mensais constantes quer dos quadros das cartas enviadas pela SU Eletricidade, como das confirmações efetuadas pela ERSE.

A ERSE solicitou, ainda, em 20 de dezembro de 2023 e 26 de fevereiro de 2024 informação detalhada, sobre cada uma das cessões de créditos. Estes pedidos visaram identificar os montantes recebidos pela SU Eletricidade e o cálculo do respetivo diferencial, a partilhar com os consumidores, a repercutir na tarifa de Uso Global do Sistema (UGS), para dar cumprimento ao estabelecido no artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, e no Despacho 12032/2023, de 27 de novembro.

A SU Eletricidade prestou a informação solicitada por comunicações de 16 de janeiro de 2024 e 8 de março de 2024, tendo incluído perspetivas sobre a partilha de ganhos a realizar. As perspetivas então apresentadas pela SU Eletricidade, nas suas diferentes abordagens, não puderam ser aceites pela ERSE para efeitos da proposta de tarifas para 2025 porquanto assentam (i) em pressupostos que não são compatíveis com o valor em dívida identificado no Quadro 5-59 do documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2024 das Empresas Reguladas Do Setor Elétrico” e nas comunicações reiteradamente formalizadas entre a SU Eletricidade e a ERSE, (ii) na desconsideração da possibilidade de capitalização mensal dos fluxos de tesouraria e (iii) na incorreta consideração do dia 15 de cada mês para efeito de cálculo de capitalização / atualização de *cash flows*, quando as transferências são realizadas no dia 25 do mês seguinte a que respeitam.

Tendo em conta o legal e regulamentarmente disposto e a remuneração fixada, bem como o valor pertinente em dívida de 2 066 897 843 euros¹¹⁵ e o valor obtido pela SU Eletricidade das entidades cessionárias (1 214 906 805 euros de entidades bancárias, a que acrescerão 930 000 000 euros da operação de cedência à Tagus, dos quais 874 955 000 euros já foram recebidos, estando o diferencial dependente de liquidação futura), a ERSE fez, assim, incluir na proposta de tarifas para 2025 um montante de 37,4 milhões de euros¹¹⁶ referente à partilha de ganhos das operações de cessão de créditos tarifários, conforme definido pelo Artigo 3.º da Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro. Nos termos da proposta, os valores finais, no que respeita à operação realizada com a Tagus, só serão determinados no final do período de diferimento.

¹¹⁵ Que corresponde a cerca de 99, 914% do montante global de 2 068 670 853 euros.

¹¹⁶ A ERSE considerou o valor líquido deduzido dos custos incorridos conforme infra exposto.

O CT, a SU Eletricidade e o grupo EDP pronunciaram-se quanto ao valor da partilha de ganhos constante da proposta de tarifas para 2025, não contestando o historial da metodologia que validaram no passado, que resultou no apuramento e identificação consensual, em tarifas para 2024, do valor em dívida então confirmado.

Não obstante, a SU Eletricidade e o grupo EDP juntam dois pareceres externos sobre o tema, que procuram reabrir o apuramento e identificação do valor em dívida – que havia sido apurado e identificado em 2023, em tarifas para 2024 – à luz de critérios da teoria financeira e vêm defender uma partilha de cerca de 19,5 milhões de euros¹¹⁷.

No seu parecer, o CT, por um lado, dá relevo à nota 20 das demonstrações financeiras da SU Eletricidade que aponta para uma mais-valia de apenas 13,3 milhões de euros, correspondente a um ganho total de 26,6 milhões de euros, pelo que sugere que o valor considerado na proposta da ERSE poderia ultrapassar a totalidade da mais-valia registada nas contas da empresa. Por outro lado, o CT sinaliza que a metodologia seguida pela ERSE consiste numa simplificação, que desconsidera a periodicidade das transferências mensais, que tem sido neutra nos exercícios tarifários, mas que não estaria correta para efeitos do apuramento do valor a partilhar. Adicionalmente, num aspeto de menor impacto, o CT pede a revisão dos valores relativos à operação de cedência à Tagus.

A ERSE verifica, por um lado, que o valor da mais-valia reconhecido nas contas da SU Eletricidade é inconsistente com os valores que a própria empresa, em sede de pronúncia à proposta tarifária, diz ter apurado e pretende partilhar. Com efeito, a SU Eletricidade apresenta agora pareceres que procuram sustentar o valor de mais-valias de cerca de 39 milhões de euros, a que corresponderia uma partilha de 19,5 milhões de euros. Em suma, a SU Eletricidade assume, na pronúncia, um valor de mais-valias superior em 12,4 milhões de euros face ao valor registado na sua contabilidade, que se traduz num aumento do valor a partilhar de 6,2 milhões de euros. Verifica-se, inclusivamente, que o valor proposto partilhar não excede, neste caso, o da mais-valia agora declarada pela SU. Todavia, com maior relevância, nenhum destes valores assenta no montante apurado em 15 de dezembro de 2023, publicado nas tarifas para 2024, que à data e pelo menos até fevereiro de 2024, em várias comunicações, foi de 2 068 670 853 euros, que nunca foi contestado e que se consolidou.

¹¹⁷ Assinala-se, neste âmbito, que segundo a própria SU Eletricidade, os resultados dos pareceres juntos por esta empresa não são totalmente coincidentes, uma vez que assumem “*abordagens ligeiramente diferentes relativamente ao valor recebido na securitização à Tagus*”.

Neste enquadramento a ERSE faz relevar que: (i) o valor do montante em dívida foi apurado e identificado, nos termos legais e regulamentares, em dezembro de 2023, em tarifas para 2024, e reiteradamente comunicado pela SU Eletricidade; (ii) a metodologia então seguida pela ERSE é temporalmente consistente com as situações análogas de apuramento e identificação do montante em dívida para efeitos da sua transmissão; e (iii) está em linha com o disposto na Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro. Tal afasta os critérios da teoria financeira que foram, agora, aportados ao procedimento por quem pretende partilhar valor inferior com base na revisão do valor em dívida apurado há um ano, de forma totalmente desligada do quadro procedimental e regulamentar.

O valor apurado em 15 de dezembro de 2023 corresponde ao cumprimento do artigo 208.º, n.º 9 do Decreto-Lei n.º 15/2022, que tem como fim específico determinar: “A parcela de proveitos permitidos, resultantes da diferença entre os proveitos permitidos em cada ano e os resultantes da repercussão em anos seguintes dos CIEG referidos no número anterior, deve ser identificada como ajustamento tarifário e suscetível de ser transmitida nos termos previstos no artigo seguinte”. E o valor então apurado, com o acordo do CT, da SU Eletricidade e do grupo EDP, de 2 066 897 843 euros, foi replicado em múltiplas comunicações da SU Eletricidade e da ERSE no início de 2024.

Em segundo lugar, a metodologia seguida pela ERSE nesse apuramento, como acima exposto, é a que foi consensualizada e reiteradamente aplicada, de forma temporalmente consistente, quando coube à ERSE apurar e identificar, segundo as suas metodologias, défices tarifários transmissíveis. Com efeito, ao longo dos anos, quando foi gerado défice tarifário, regulado em condições análogas, a ERSE apurou e identificou consistentemente o valor do ajustamento tarifário suscetível de ser transmitido nos termos dessa mesma metodologia. Fê-lo de forma sectorialmente consensualizada, uma vez que tanto a SU Eletricidade, como as demais empresas, os representantes dos consumidores e os pareceres do CT sempre manifestaram concordância. No âmbito do procedimento de fixação das tarifas para 2024 também não houve a mínima reserva ou oposição quanto ao apuramento e identificação do valor em dívida, quando já era conhecido tanto o regime de partilha de ganhos (aprovado em 2023¹¹⁸), como a intenção de a SU Eletricidade proceder à cedência do valor então apurado. Ainda antes do encerramento desse processo tarifário já a SU Eletricidade tinha comunicado à ERSE estar a trabalhar na cedência e, nesse âmbito, não se afastou do valor identificado na proposta de tarifas e que veio a ser aprovado.

¹¹⁸ Artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, e Despacho n.º 12032/2023, de 27 de novembro.

Pelo exposto, os argumentos agora contrapostos, não são suscetíveis de abalar a decisão tomada em 15 de dezembro de 2023, e que estão plasmados em valores publicados e constam das comunicações da SU Eletricidade, resultantes da metodologia que sempre foi seguida.

Por fim, a ERSE retifica o valor esperado dos ganhos com a “notes” relativos à operação com a Tagus no que respeita à taxa aplicável, tendo passado a considerar a taxa que resulta da Portaria n.º 300/2024 e não a taxa interna de rentabilidade (TIR) implícita da operação, com um impacto de cerca de 100 mil euros.

Assim, mantendo o demais da proposta, perante um valor de mais-valia de 74,6 milhões de euros, o montante a partilhar é de 37,3 milhões de euros.

Valor Líquido dos custos incorridos com o desenvolvimento, concretização e manutenção das operações de cedência

Relativamente aos montantes referentes aos custos incorridos com o desenvolvimento, concretização e manutenção das operações de cedência a terceiros dos direitos aos créditos suportado pela SU Eletricidade, o n.º 2 do artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, dispõe que “Os custos incorridos com o desenvolvimento, concretização e manutenção das operações de cedência a terceiros dos direitos previstos no número anterior são suportados pelas entidades interessadas na sua cedência, não podendo ser repercutidos nas tarifas de energia elétrica.”

Por sua vez, a Portaria 300/2023, publicada ao abrigo do artigo 208.º, n.º 10 do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, fixa uma taxa que pressupõe explicitamente a obrigação de partilhar os ganhos decorrentes de eventuais operações de cessão do direito ao recebimento destes valores, estabelecendo que quando “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, o valor correspondente a metade do respetivo diferencial deve ser repercutido na tarifa de uso *global do sistema*” (sublinhado nosso).

A referência ao “valor líquido recebido”, na citada Portaria, aponta no sentido de que os custos suportados pela empresa cedente com a operacionalização da cessão sejam descontados para efeitos de partilha. Esta referência, com indisputável apoio literal – sem gerar conflito com o citado preceito legal, pelo menos em caso de partilha de ganhos – encontra correspondência com a teleologia da norma porquanto o que se pretende é uma partilha do ganho efetivo (e não aparente, porquanto a obtenção daqueles ganhos implicou custos). Ademais, os custos com a concretização de operações de cedência podem não ser explicitados e o seu valor estar embebido no valor pago ao cedente, o que poderia incentivar o cedente a

tomar opções não transparentes e que não maximizem a eficiência de ganhos a partilhar com o Sistema Elétrico Nacional.

Neste âmbito, tanto o CT, como a SU Eletricidade e o grupo EDP, aderiram à proposta da ERSE, que se mantém.

Cessões futuras de créditos tarifários

Relativamente ao montante de dívida a gerar a partir de 2025, sem prejuízo do exposto quanto a períodos anteriores, a ERSE, atentos os comentários da SU Eletricidade e do CT, alterou a metodologia de apuramento e identificação do montante em dívida aplicável à partilha de ganhos, por forma a melhor adequá-lo à teoria financeira, cujos detalhes se encontram explicitados no Anexo II a este documento. Concomitantemente, face ao exposto anteriormente, a ERSE entende ser de aprimorar a Portaria e o Despacho que esta prevê, por forma a que a metodologia subjacente ao cálculo do valor da taxa seja aperfeiçoada em linha com a metodologia agora seguida.

TRANSFERÊNCIA INTERTEMPORAL DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

Os n.ºs 8 a 11 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, preveem a possibilidade de repercutir os CIEG num período máximo de 5 anos, se tal for necessário para assegurar a estabilidade tarifária. No caso dos diferenciais de custos com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração, o artigo 290.º do mesmo Decreto-Lei dispõe que os ajustamentos tarifários referentes a estes sobrecustos só podem ser repercutidos até 31 de dezembro de 2025.

Tendo em conta o montante avultado do proveito permitido da atividade CVEE PRG do AUR em 2025, acrescido da recuperação de proveitos associados a transferências intertemporais do passado (referentes a 2021 e a 2024), os proveitos desta atividade a recuperar em 2025 têm um impacto significativo na evolução das tarifas de acesso às redes. Por este motivo, nos termos previstos no quadro legal e regulamentar em vigor¹¹⁹ e com o intuito de garantir a estabilidade tarifária, a ERSE optou por aplicar a

¹¹⁹ Em concreto, no n.º 8 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022 e no n.º 2 do artigo 127.º do RT em vigor.

transferência intertemporal de proveitos ao diferencial de custo da PRG de 2025. Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro determinada de acordo com a Portaria n.º 300/2023, de 4 de outubro, cujo valor se encontra detalhado no ponto 3.1 deste documento.

O Quadro 5-59 apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2025 e os respetivos juros no período de recuperação, que foi definido para 4 anos. O capítulo 6 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2025» apresenta uma análise que pretende justificar a adoção deste período de recuperação, inferior ao máximo de 5 anos previsto na lei.

O valor dos proveitos da atividade de CVEE PRG do AUR diferido para os anos seguintes inclui os montantes do diferencial de custo da PRG do ano 2025 e os montantes relativos aos ajustamentos de 2023, ajustamentos provisórios de 2024 e ajustamentos extraordinários decididos pela ERSE, conforme apresentado no Quadro 5-55 deste documento. Os pesos e valores diferidos das diferentes parcelas apresentadas no Quadro 5-55 são os seguintes:

- o montante diferido relativo ao ajustamento de 2023 representa 16,2% do valor total diferido, a que corresponde um valor de 44 437 milhares de euros;
- o montante diferido relativo ao ajustamento provisório de 2024 representa 14,3% do valor total diferido, a que corresponde um valor de 39 010 milhares de euros;
- o montante diferido relativo ao diferencial de custo da PRG relativo a 2025 (incluindo receitas com garantias de origem) e o ajustamento extraordinário representam 69,5% do valor total diferido, a que corresponde um valor de 190 282 milhares de euros.

Quadro 5-59 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida referente a proveitos permitidos de 2025

	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG do ano 2025				
	T2025	T2026	T2027	T2028	Total
Diferencial PRG recuperado + Juros pagos no ano	536 688	97 566	97 566	97 566	829 387
Diferencial PRG recuperado no ano	536 688	88 187	91 208	94 334	810 417
Juros pagos no ano	n.a.	9 380	6 358	3 232	18 970
Diferencial PRG por recuperar (fim ano)	273 729	185 542	94 334	0	n.a.
Valor líquido das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG do ano 2025	-273 729	97 566	97 566	97 566	

O Quadro 5-60 apresenta o efeito líquido dos diferimentos dos diferenciais de custo da produção com remuneração garantida efetuados no passado e do diferimento efetuado no exercício tarifário de 2025, incluindo os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão. Os diferimentos efetuados no passado, reportam-se ao ano de 2024, ao abrigo do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, e ao ano de 2021, ao abrigo do artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, que apenas tem impacto no montante apresentado neste quadro para o ano de 2025.

Quadro 5-60 - Impacte nos proveitos permitidos de 2025 a 2028 dos diferimentos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRG do ano 2025 e anos anteriores

Unidade 10³ EUR

	Transferência intertemporal do diferencial de custo da PRG			
	T2025	T2026	T2027	T2028
Diferencial PRG recuperado + Juros pagos no ano	1 294 422	575 301	575 301	575 301
Diferencial PRG recuperado no ano	1 216 793	507 640	529 253	551 793
Juros pagos no ano	77 629	67 660	46 048	23 508
Diferencial PRG por recuperar (fim ano)	1 588 686	1 081 046	551 793	0
Valor líquido das transferências intertemporais do diferencial de custo da PRG	484 004	575 301	575 301	575 301

5.6.1.2 AJUSTAMENTOS

Tratando-se de uma atividade com início em 2024, decorrente da entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022 e cuja regulamentação foi concretizada com a publicação em julho de 2023 do RT em vigor, nas tarifas de 2025 são repercutidos os ajustamentos provisórios da atividade de CVEE PRG do AUR, referentes ao ano de 2024. Dado o regime transitório em que o CUR desempenha as atividades de AUR, estabelecido no artigo 224.º do RT, os ajustamentos de 2023 da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE do CUR, atividade equiparada no quadro regulamentar anterior, encontram-se repercutidos nos proveitos permitidos do AUR para o ano de 2025. Estes ajustamentos são explicitados de seguida.

5.6.1.2.1 AJUSTAMENTO DE 2023 DA FUNÇÃO DE CVEE PRE DO CUR

A atual atividade CVEE PRG do AUR substituiu a função do CUR responsável pela compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial (CVEE PRE), que existia no quadro legal e regulamentar anterior à publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022. Dado o regime transitório em que o CUR desempenha as atividades de AUR, estabelecido no artigo 224.º do RT, o ajustamento de 2023 da função CVEE PRE do CUR

encontra-se repercutido nos proveitos permitidos do AUR para o ano de 2025. Importa, contudo, assinalar as seguintes particularidades:

- o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, determinava a diferenciação da repercussão tarifária entre a PRE1 e a PRE2¹²⁰, motivo pelo qual o ajustamento da função de CVEE PRE do CUR é calculado e apresentado com esta desagregação;
- até 2023, as medidas de contenção tarifária eram consideradas ao nível dos proveitos da função de CVEE PRE do CUR, motivo pela qual são consideradas no respetivo ajustamento. A partir de 2024, passaram a ser repercutidas ao nível dos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, exceto as receitas com garantias de origem que se mantiveram ao nível da atividade CVEE PRG do AUR, por estarem diretamente relacionadas com a produção renovável transacionada por esta atividade e não decorrerem de transferências de agentes fora do SEN.

De acordo com o artigo 128.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela Declaração de Retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, o ajustamento dos proveitos permitidos da função CVEE PRE resulta da diferença entre o valor de diferencial de custo determinado nas tarifas de 2023¹²¹ e o diferencial de custo determinado com base nos valores reais de 2023 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 à função CVEE PRE;
- montante das medidas de atenuação de impactos do diferencial de custo com a PRE;
- outros custos.

O ajustamento da função de CVEE PRE de 2023, a repercutir nas tarifas de 2025, tem também em conta os ajustamentos provisórios repercutidos nas tarifas de 2024, publicadas em dezembro de 2023 e, no âmbito da revisão excecional, em maio de 2024. O Quadro 5-61 reflete os valores das parcelas acima mencionadas,

¹²⁰ A PRE1 refere-se a produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, e a PRE2 refere-se aos restantes produtores em regime especial com remuneração por tarifa fixada administrativamente.

¹²¹ O ajustamento de 2023 tem como referência os proveitos anuais calculados para 2023 em dezembro de 2022 e os proveitos anuais calculados em junho de 2023, na revisão excecional de tarifas para o 2.º semestre de 2023.

constatando-se que o ajustamento dos proveitos da função CVEE PRE do CUR relativo a 2023 é negativo, o que significa um valor a pagar à empresa.

Quadro 5-61 - Cálculo do ajustamento definitivo da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE do CUR

		Unidade 10 ³ EUR
		2023 Real
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-2 (Tarifas 2023 - Dez2022)	-3 466 743
A'	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-2 (Tarifas 2023 - Jun2023)	-1 673 610
$A'' = [(A) + (A')] / 2$	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-1, considerado no ajustamento definitivo	-2 570 177
$B = (1) \cdot (2) + (3) + (4) \cdot (5) \cdot (6) + (7) \cdot (8)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	-1 210 903
1	Compras	1 698 655
2	Vendas	1 199 183
3	Outros custos	0
4	Custos de funcionamento	5 206
5	Ajustamento t-1 ⁽¹⁾	918 165
6	Ajustamento t-2	168 127
7	Alisamento quinzenal - artº 73º A	545 336
8	Medidas de atenuação de impactos dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	1 174 624
C = (A'') - (B)	Desvio do diferencial PRE¹ em t-2	-1 359 274
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	19 895
E = (C) + (D)	Desvio do diferencial PRE¹, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-2	-1 339 379
F = (E) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio do diferencial PRE¹, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-2 atualizado para t	-1 451 502
G	Ajustamento provisório do diferencial PRE ² incluído nos proveitos de t-1 (Tarifas 2024 - Dez2023)	-1 271 175
G'	Ajustamento provisório do diferencial PRE ² incluído nos proveitos de t-1 (Tarifas 2024 - Mai2024)	-1 294 973
$G'' = G * 5/12 + G' * 7/12$	Ajustamento provisório do diferencial PRE ² considerado no cálculo do ajustamento t-2	-1 285 057
$H = (G'') x (1+i_{t-1}^E)$	Ajustamento provisório do diferencial PRE ² considerado no ajustamento t-2, atualizado para t	-1 334 338
I = (F) - (H)	Ajustamento do diferencial PRE² de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de t	-117 164
J	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1 (Tarifas 2023 - Dez2022)	-94 535
J'	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1 (Tarifas 2023 - Jun2023)	74 908
$J'' = [(J) + (J')] / 2$	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-9 814
$K = (9) \cdot (10) + (11) + (12) \cdot (13) \cdot (14) + (15) \cdot (16)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	195 156
9	Compras	136 703
10	Vendas	90 042
11	Outros custos	0
12	Custos de funcionamento	5 206
13	Ajustamento t-1 ⁽¹⁾	-18 435
14	Ajustamento t-2	38 933
15	Alisamento quinzenal - artº 73º A	163 787
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
L = (J'') - (K)	Desvio do diferencial PRE² em t-2	-204 969
M = (L) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio do diferencial PRE² em t-2 atualizado para t	-222 128
N	Ajustamento provisório do diferencial PRE ² incluído nos proveitos de t-1 (Tarifas 2024 - Dez2023)	-209 931
N'	Ajustamento provisório do diferencial PRE ² incluído nos proveitos de t-1 (Tarifas 2024 - Mai2024)	-206 672
$N'' = N * 5/12 + N' * 7/12$	Ajustamento provisório do diferencial PRE ² considerado no cálculo do ajustamento t-2	-208 030
$O = (N'') x (1+i_{t-1}^E)$	Ajustamento provisório do diferencial PRE ² considerado no ajustamento t-2, atualizado para t	-216 008
P = (M) - (O)	Ajustamento do diferencial PRE² de t-2 a recuperar nos proveitos permitidos de t	-6 120
Q = (I) + (P)	Ajustamento do diferencial do total PRE de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de t	-123 285
i_{t-2}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	4,369%
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%

O ajustamento de 2023 dos custos da PRE resulta principalmente dos seguintes fatores:

- alterações ocorridas ao nível da receita de venda da PRE, designadamente devido à volatilidade e efeitos de perfil dos preços de mercado, que levaram a sucessivas revisões em baixa da previsão do preço médio de venda da PRE em 2023, até ao apuramento do seu valor real no presente exercício tarifário;
- desvio por excesso no custo médio de aquisição da PRE, devido maioritariamente aos efeitos da inflação uma vez que a remuneração destes produtores está indexada ao IPC sem habitação;
- desvios de quantidades, nomeadamente da PRE2, devido às dificuldades de previsão da produção de cogeneradores, associada à incerteza no regresso deste tipo de produtores à carteira do CUR na sequência da derrogação do Decreto-Lei n.º 23/2010, de 25 de março ¹²², assim como a alterações nos regimes de funcionamento, nomeadamente dos cogeneradores não renováveis.

Os desvios de quantidades, de custo unitário de aquisição e da receita unitária de venda da PRE podem ser observados no Quadro 5-62, onde são visíveis os fatores acima descritos.

Quadro 5-62 – Desvios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRE

	2023 Real	2023 em Tarifas 2024 (Mai2024)		Desvio 2023 (Real-T2023mai)		2023 em Tarifas 2024 (Dez2023)		Desvio 2023 (Real-T2023dez)		2023 em Tarifas 2023 (Jun2023)		Desvio 2023 (Real-T2023jun)		2023 em Tarifas 2023 (Dez2022)		Desvio 2023 (Real-T2023dez)	
		Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%	Valor	%		
Quantidades (GWh)	16 932	16 990	-58	-0,3%	17 750	-818	-4,6%	17 744	-812	-4,6%	17 744	-812	-4,6%	17 744	-812	-4,6%	
PRE 1	15 750	15 833	-83	-0,5%	16 058	-309	-1,9%	16 150	-401	-2,5%	16 150	-401	-2,5%	16 150	-401	-2,5%	
PRE 2	1 183	1 157	26	2,2%	1 692	-509	-30,1%	1 594	-411	-25,8%	1 594	-411	-25,8%	1 594	-411	-25,8%	
Dif. Unit. custo PRE (EUR/MWh)	32,25	26,54	5,71	21,5%	24,45	7,81	31,9%	-12,94	45,19	349,3%	-115,10	147,36	128,0%	-115,10	147,36	128,0%	
Preço médio de venda PRE ⁽¹⁾	76,14	78,17	-2,03	-2,6%	79,64	-3,50	-4,4%	108,36	-32,22	-29,7%	210,52	-134,39	-63,8%	210,52	-134,39	-63,8%	
Custo médio de aquisição da PRE	108,39	104,71	3,68	3,5%	104,09	4,30	4,1%	95,42	12,97	13,6%	95,42	12,97	13,6%	95,42	12,97	13,6%	

Nota: (1) Inclui efeito da venda da PRE em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRE e dos custos com desvios.

Fonte: ERSE, SU Electricidade

No que respeita às medidas de atenuação dos impactos dos custos com a PRE, regista-se que o valor real em 2023 se situa ligeiramente acima do valor previsto, como se ilustra no Quadro 5-63.

¹²² Conforme artigo 35.º -Y do Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 21 de dezembro.

Quadro 5-63 – Valores das medidas de atenuação dos impactos dos custos com a PRE considerados no cálculo das tarifas de 2023 e no ajustamento de 2023 repercutido nas tarifas 2025

Unidade: Milhares de euros

	T2023 (Dez2022)	T2023 (Jun2023)	2023 real
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	19 895	19 895	19 895
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE)	363 690	363 690	436 010
Transferência para o SEN proveniente da CESE	124 750	124 750	125 000
Afetação extraordinária ao SEN com dedução na PRE com remuneração garantida	500 000	500 000	500 000
Transferência para o CUR referente ao cabo submarino do Windfloat (RCM 161/2019)	0	0	3 447
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO ₂ aos centros eletroprodutores	5 053	5 053	5 053
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE com remuneração garantida que reverte para o SEN	44 546	44 546	105 114
TOTAL medidas de contenção tarifária	1 057 934	1 057 934	1 194 519

Relativamente às receitas com o mecanismo do Decreto-Lei n.º 74/2013, os valores mantêm-se constantes desde a sua previsão no exercício tarifário de 2023, para que o ajustamento da medida mitigadora não seja incorporado no ajustamento dos proveitos da atividade de CVEE PRE do CUR. Devido à metodologia adotada pela ERSE para repercutir os ajustamentos desta medida, a partir das tarifas de 2022, as receitas do mecanismo apresentadas no Quadro 5-63 correspondem à soma da receita do mecanismo com ajustamentos e acertos de anos anteriores. O valor de 19,9 milhões apresentado para 2023 respeita a um valor nulo do próprio ano, do ajustamento das receitas de 2021 (20,624 milhões de euros a devolver pela empresa) e dos acertos da aplicação do mecanismo em 2019 (0,729 milhões de euros a receber pela empresa)¹²³.

No que respeita às receitas obtidas com a venda das garantias de origem, o valor real de 2023 - usado no ajustamento de 2023 - teve em consideração a faturação indicada pela SU Eletricidade nas suas contas

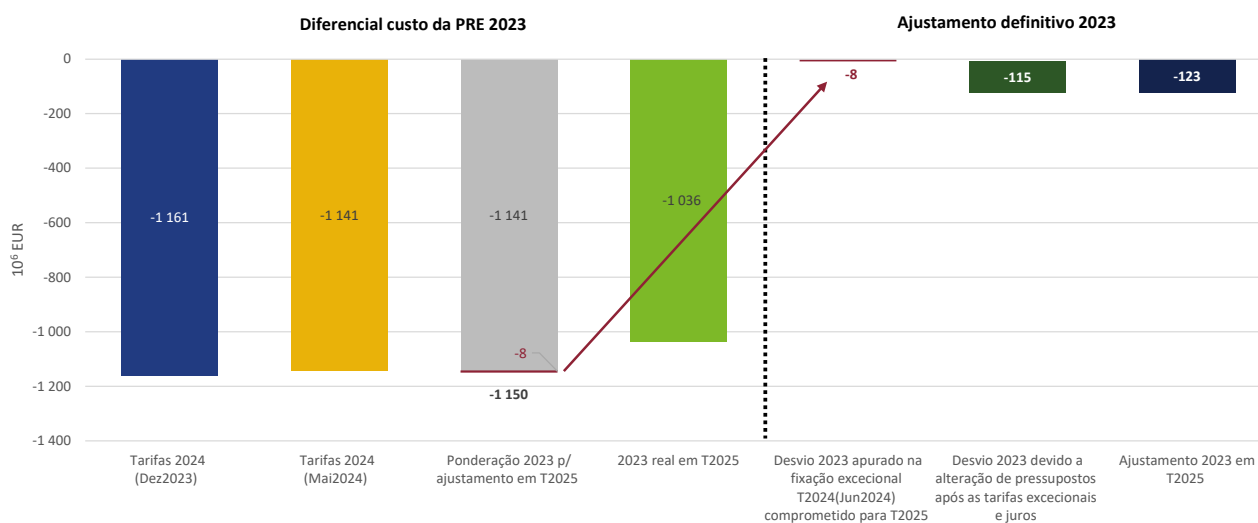
¹²³ Ambos os valores incluem juros até 2023.

reguladas auditadas, no montante de 105 114 milhares de euros, o qual já está deduzido dos custos de operacionalização e realização dos leilões. Neste sentido, para efeito do ajustamento da previsão efetuada nas tarifas de 2023, apurou-se um volume final de 19,92 TWh e um preço médio ponderado adjudicado dos leilões em 2023, de todas as tecnologias leiloadas, correspondente a 5,28 €/MWh.

Os demais valores reais para 2023 apresentados no Quadro 5-63 são os reportados nas contas auditadas para efeitos de regulação da SU Eletricidade, que desempenha essa atividade.

Refira-se ainda que o ajustamento da atividade de CVEE PRE determinado para 2023, a repercutir em 2025, resulta maioritariamente de efeitos resultantes do reporte de informação real de 2023, não considerados na fixação excecional de tarifas de 2024, nomeadamente desvios nas receitas com a venda da PRE, como ilustrado na Figura 5-19.

Figura 5-19 – Decomposição do ajustamento de 2023 do diferencial de custo PRE entre efeitos anteriores e posteriores às tarifas excecionais de 2024



Nota: Os valores negativos de “diferencial de custo da PRE” são a favor dos consumidores. No caso dos “Ajustamentos”, os valores negativos são a devolver à empresa.

5.6.1.2.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2024 DA ATIVIDADE DE CVEE PRG DO AUR

O Quadro 5-64 apresenta as parcelas que determinam o ajustamento provisório dos proveitos da atividade CVEE PRG do AUR relativo a 2024¹²⁴, de acordo com o estabelecido no artigo 127.º do RT em vigor.

Quadro 5-64 - Cálculo do ajustamento provisório de 2024 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRG do AUR

		Unidade 10 ³ EUR
		2024 Estim
A	Diferencial da PRG a recuperar em t-1 (Tarifas 2024 - Dez2023)	916 293
A'	Diferencial da PRG a recuperar em t-1 (Tarifas 2024 - Mai2024)	1 795 930
$A'' = A * 5/12 + A' * 7/12$	Diferencial da PRG a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	1 429 415
$B = (1) - (2) + (3) + (4) + (5) - (6) - (7) - (8)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	1 540 644
1	Custo total de aquisição de energia elétrica aos PRG	1 869 845
2 = (a) x (b)	Receita total das vendas da energia elétrica adquirida aos PRG	958 269
a	Quantidades de PRG vendidas (GWh)	18 906
b	Preço médio de venda da PRG (EUR/MWh) ⁽¹⁾	50,7
3 = (c) + (d)	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PRG do AUR	-30 668
c	Receitas com garantias de origem	-30 668
d	Ganhos ou perdas com as titularizações de dívida	0
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PRG do AUR	11 523
5	Valor líquido das transferências intertemporais de proveitos (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores)	-1 244 063
6	Ajustamento t-1 ⁽²⁾	-1 493 087
7	Ajustamento t-2	-407 444
8	Ajustamento extraordinário ⁽³⁾	8 255
C = (A'') - (B)	Desvio do diferencial PRG em t-1	-111 229
D = (C) x (1 + i_{t-1}⁽⁴⁾)	Ajustamento provisório do diferencial PRG de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t	-115 495
i_{t-1}	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%

O ajustamento provisório de 2024, a devolver à empresa, é explicado essencialmente pelo seguinte:

- redução significativa da estimativa para 2024 da receita de venda da PRG, devido a uma redução do preço médio de mercado, face ao previsto nas tarifas de 2024, publicadas em dezembro de 2023, embora se constate que na fixação excecional publicada em maio de 2024, o preço médio de venda considerado esteja abaixo da atual estimativa para 2024. Adicionalmente, as receitas decresceram devido a efeitos nas outras parcelas que afetaram a receita unitária de venda da PRG em 2024, em resultado da volatilidade dos preços no mercado que ainda se verificou neste ano;

¹²⁴ 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 excecional de tarifas que vigoraram entre junho e dezembro de 2024.

- redução significativa da estimativa das receitas com garantias de origem, devido à redução dos preços unitários obtidos nos leilões de 2024 face ao previsto nas tarifas de 2024, publicadas em dezembro de 2023;
- em sentido contrário, contribuíram para atenuar este ajustamento o desvio por defeito no custo médio de aquisição da PRG, cuja estimativa atual se situa abaixo do previsto nas tarifas de 2024, e a redução da produção, num contexto em que os preços de venda da PRG se situam substancialmente abaixo do custo médio unitário de aquisição.

Os desvios de quantidades, de custo unitário de aquisição e da receita unitária de venda da PRG podem ser observados no Quadro 5-65.

Quadro 5-65 – Desvios provisórios de quantidades, custos unitários de aquisição e preço de venda da PRG

	2024 Estim	Tarifas 2024 (Mai2024)		Desvio (2024-T2024Mai)		Tarifas 2024 (Dez2023)		Desvio (2024-T2024Dez)	
		Valor	%	Valor	%	Valor	%		
Quantidades (GWh)	18 906	19 712	-806	-4,1%	21 113	-2 207	-10,5%		
Diferencial unitário custo PRG (EUR/MWh)	48,22	63,52	-15,30	-24,1%	18,62	29,60	159,0%		
Preço médio de venda PRG (1)	50,69	38,94	11,75	30,2%	83,45	-32,76	-39,3%		
Custo médio PRG	98,90	102,46	-3,56	-3,5%	102,06	-3,16	-3,1%		

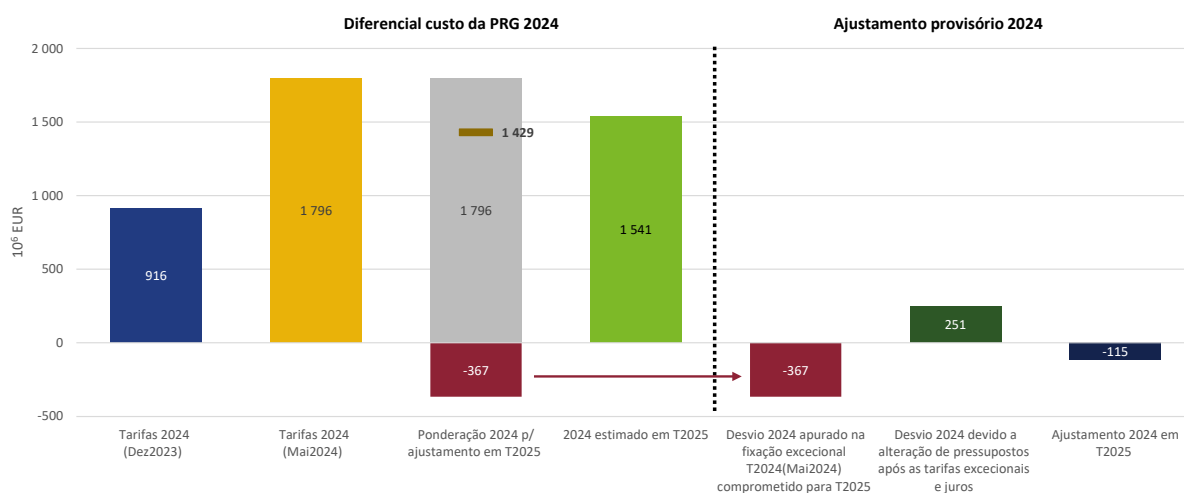
Nota: (1) Inclui efeito da venda da PRG em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PRG e dos custos com desvios.

Para o ano de 2024, considerou-se um montante global de receitas de 30,8 milhões de euros, correspondente a um volume total de 18,0 TWh valorizado ao preço médio de 1,72 €/MWh. Assim, para efeito dos ajustamentos de 2024, considera-se um decréscimo do volume previsional de 3,1 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 4,21 €/MWh face à estimativa no exercício tarifário de 2024. O produto do preço estimado pelo volume previsional resulta num montante global de receita no valor de 30,8 milhões de euros (decréscimo de 94,5 milhões de euros face à estimativa realizada para as tarifas de 2024).

Refira-se, ainda, que o ajustamento provisório da atividade de CVEE PRG de 2024, a repercutir em 2025, estimado nas tarifas excecionais de 2024 (publicadas em maio), se situava acima do que está a ser apresentado na presente fixação tarifária, devido a uma subestimação do preço de mercado que afetava de modo mais significativo as receitas de venda da PRG. Contudo, o facto das tarifas excecionais se aplicarem apenas ao período de junho a dezembro de 2024 fez com que o desvio dos primeiros 5 meses

do ano tenha ficado comprometido para repercussão nas tarifas de 2025, como ilustrado na Figura 5-20, que acaba por ser mitigado pela estimativa de queda menos acentuada no preço de venda da PRG, que foi usada no ajustamento provisório de 2024 desta fixação tarifária.

Figura 5-20 – Decomposição do ajustamento de 2024 do diferencial de custo PRG entre efeitos anteriores e posteriores às tarifas excecionais de 2024



Nota: Os valores negativos de “Diferencial de custo da PRG” são a favor dos consumidores. No caso dos “Ajustamentos”, os valores negativos são a devolver à empresa.

5.6.1.2.3 AJUSTAMENTOS EXTRAORDINÁRIOS DA FUNÇÃO DE CVEE PRE DO CUR A REPERCUTIR EM 2025

Nos proveitos para 2025 da atividade de CVEE PRG do AUR foram incluídos ajustamentos extraordinários no montante de 8 278 milhares de euros (incluindo juros), como explicitado no Quadro 5-55, que correspondem à devolução à empresa do ajustamento extraordinário relativo à aplicação da Portaria n.º 244/2020¹²⁵ no ano de 2022, que foi realizado no exercício tarifário de 2024 em sentido contrário.

Na interpretação da ERSE, a bonificação decorrente do regime remuneratório estabelecido na mencionada Portaria existiria quando o preço de fecho do mercado diário, afeto à área portuguesa do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL), resultasse inferior à tarifa fixada para os produtores que utilizam resíduos sólidos

¹²⁵ Fixou a tarifa aplicável aos produtores, que utilizam a queima de resíduos sólidos urbanos indiferenciados como fonte de produção de eletricidade em instalações de valorização energética, prevista nas alíneas b) e c) do n.º 1 do artigo 3.º do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, introduzindo um período de transição gradual destes produtores para um regime de mercado.

urbanos (RSU) nos termos do Anexo II do Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de maio, na redação que lhe foi conferida pelo Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de maio, e alterada pelo Decreto-Lei n.º 339-C/2001, de 29 de dezembro (tarifa garantida inicial). Neste sentido, a tarifa garantida inicial constituiria um limite máximo a auferir pelos produtores que utilizam RSU, em particular sempre que o preço MIBEL resulte superior a esse mesmo valor.

Os produtores tiveram uma interpretação diferente da aplicação da Portaria n.º 244/2020, que refletiram nas faturas enviadas ao CUR em 2021 e 2022 e que resultou em remunerações superiores às que resultavam da interpretação da ERSE. Dada a divergência existente na interpretação do regime remuneratório aplicável aqueles produtores, a ERSE pediu ao legislador uma esclarecimento da formulação pretendida nesta Portaria.

Não tendo havido posição do legislador que contrariasse a interpretação da ERSE até à data da publicação das tarifas para 2024, manteve-se a convicção de que o objetivo do legislador com a Portaria n.º 244/2020 seria assegurar que, na transição gradual para um regime remuneratório exclusivo pelo preço do mercado grossista de eletricidade, era imposto um limite máximo correspondente ao valor da tarifa garantida inicial.

Neste contexto, a ERSE decidiu realizar um ajustamento extraordinário aos proveitos relativos ao ano de 2022, no exercício tarifário de 2024, com o objetivo do CUR proceder a acertos na faturação dos produtores que utilizam a RSU no ano de 2022, para que ficassem em concordância com a interpretação que a ERSE fez da Portaria atrás mencionada. Este ajustamento foi de 7,97 milhões de euros, em benefício do SEN, já com a inclusão de dois anos de juros para a sua repercussão em 2024.

Entretanto, por ofício de janeiro de 2024, a Secretaria de Estado da Energia e Clima comunicou que a faturação dos produtores ao abrigo da Portaria n.º 244/2022 foi corretamente calculada, não havendo lugar a qualquer acerto, motivo pelo qual se procede no presente exercício tarifário à devolução do ajustamento extraordinário efetuado nas tarifas de 2024, acrescido de juros para a sua repercussão em 2025, no montante de 8,28 milhões de euros, a devolver à empresa.

5.6.2 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 mercado¹²⁶ e dos excedentes da produção para autoconsumo deverá ser feita pelo AUR apenas quando não exista oferta de agregadores de eletricidade em regime de mercado, estando limitada a um período de quatro meses¹²⁷. 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 175.º do RT. 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 128.º do Regulamento Tarifário em vigor (RT), 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;

¹²⁶ 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 exceda 1 MW, de acordo com o n.º 3 do artigo 224.º do RT em vigor.

¹²⁷ 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 224.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.

5.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 5-66 apresenta os proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC para o ano de 2025, explicitando as parcelas previstas no artigo 128.º do RT.

Quadro 5-66 – Proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC do AUR

		Unidade 10 ³ EUR			
		Tarifas 2024 (Dez2023) (1)	Tarifas 2024 (Mai2024) (1')	Tarifas 2025 (2)	Variação (%) (3) = [(2)-((1)*5/12+(1')*7/12)] / / [(1)*5/12+(1')*7/12]
1 = (a) - [(b) + (c)]	Custo total de aquisição de energia aos PREAC	1 948	885	4 435	233,9%
a	Custo de aquisição ao preço médio mercado ajustado pelos perfis de produção	2 051	989	4 492	213,8%
b	Encargos variáveis suportados pelos produtores	60	60	0	-100,0%
c	Encargos fixos suportados pelos produtores	44	44	57	30,6%
2 = (d) - [(e) + (f)]	Receita total das vendas da energia adquirida aos PREAC	1 992	929	4 492	227,4%
d	Receitas de mercado	2 051	989	4 492	213,8%
e	Desvios de programação	60	60	0	-100,0%
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	150	150	468	210,9%
5	Ajustamento t-1 ⁽¹⁾	-123	-123	-345	-180,0%
6	Ajustamento t-2 ⁽²⁾	-151	-151	286	289,7%
7	Ajustamento extraordinário	-139	-139	0	100,0%
A = (1)-(2)+(3)+(4)- -(5)-(6)-(7)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PREAC do AUR	520	520	469	-9,7%

Nota: (1) Nas tarifas de 2024 corresponde à repercussão do desvio provisório de 2023 do facilitador de mercado.

(2) Corresponde à repercussão dos desvios definitivos do facilitador de mercado de 2022 e 2023, respetivamente nos proveitos de 2024 e 2025, respetivamente, da atividade CVEE PREAC do AUR.

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PREAC

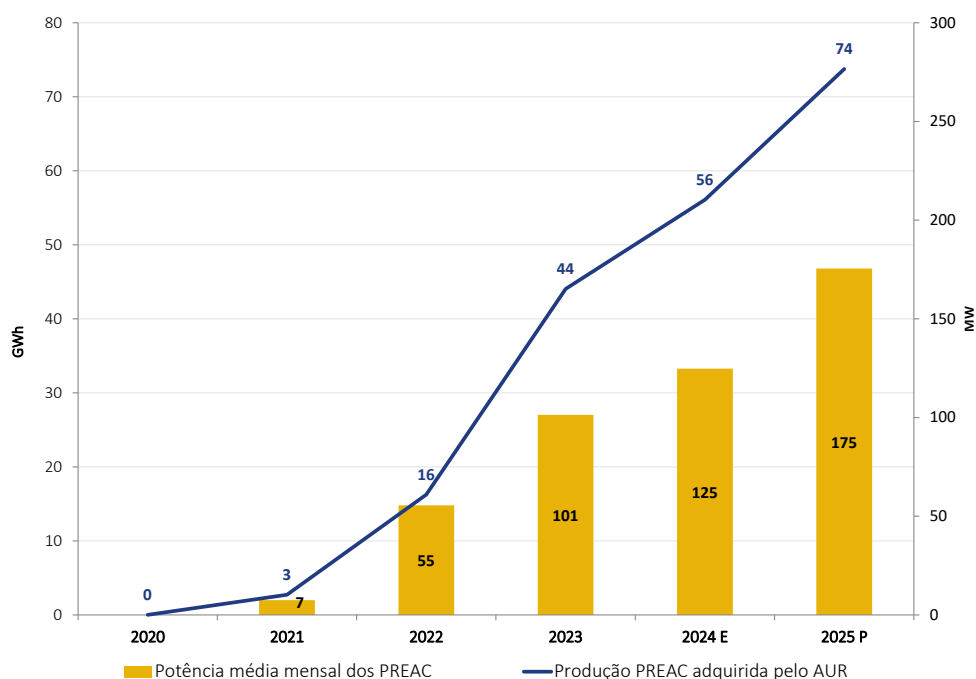
Uma vez que ainda se dispõe de pouco histórico desta atividade regulada, a ERSE optou por aceitar os dados previsionais da SU Eletricidade para a evolução da potência instalada e para a energia a adquirir aos PREAC em 2025.

No que respeita ao custo de aquisição aos PREAC, em termos previsionais, a metodologia de cálculo da tarifa de referência do AUR assegura que, à parte 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 venda¹²⁸ dessa energia no mercado, deduzidas dos encargos variáveis. Daqui resulta que 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 5-21 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 2024 e 2025. De acordo com os dados da empresa, a maioria das aquisições são proveniente de pequenos produtores fotovoltaicos em mercado (proporção superior a 93% ao longo dos anos apresentados na figura).

Figura 5-21 - Evolução da potência instalada e da produção adquirida pelo AUR aos PREAC



Fonte: SU Eletricidade

Para o preço da componente fixa dos encargos a suportar pelos produtores, a ERSE definiu para 2025 o valor de 0,0273 €/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 2025». O preço da componente fixa não assegura a recuperação total dos custos de funcionamento da atividade

¹²⁸ Receitas ao preço de mercado, deduzidas dos custos de participação no mercado (desvios de programação, comissões e outros).

de CVEE PREAC do AUR em 2025, sendo o remanescente recuperado por via tarifária, através da parcela I da tarifa de UGS. O Quadro 5-67 apresenta o montante a recuperar pela aplicação do preço da componente fixa.

Quadro 5-67 – 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 2024	Tarifas 2025	Variação (%)
1 = (a) x (b) x 12 / 1000	Montante de encargos recuperados pela aplicação do preço da componente fixa	44	57	31,1%
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)	136 860	175 490	28,2%
b	Preço da componente fixa dos encargos a suportar pelos produtores, incluído na tarifa de referência do AUR (EUR/kW/mês)	0,0267	0,0273	2,2%
2	Custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR	150	468	210,9%
A = (2) - (1)	Custos do ano t a recuperar pelas tarifas (exclui ajustamentos de anos anteriores)	107	410	284,8%
B = (A) / (2) x 100%	Percentagem dos custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR a recuperar pelas tarifas	70,9%	87,8%	16,9 p.p.

5.6.2.2 AJUSTAMENTOS

5.6.2.2.1 DESVIOS DE 2023 DO FACILITADOR DE MERCADO

A atividade de facilitador de mercado estava prevista no artigo 55.º-B do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, e foi assegurada transitoriamente pelo CUR entre 2020 e 2023, apesar de não se ter concretizado a atribuição da respetiva licença, nomeadamente antes da publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, que estabeleceu a atual organização do SEN.

Entre 2020 e 2023, foi aplicado um preço da componente fixa de 0,026 EUR/kW/mês, estabelecido pela Diretiva n.º 5/2021, de 24 de fevereiro, que recuperou apenas parcialmente os custos de funcionamento do facilitador de mercado, provocando desvios nesta atividade não regulada que era desenvolvida pelo CUR. Na Consulta Pública n.º 113¹²⁹, a ERSE acolheu os comentários do CT e da SU Eletricidade no sentido de ser assegurada a recuperação dos desvios do facilitador de mercado através dos proveitos permitidos da atividade de CVEE PREAC, tendo em conta a necessidade de assegurar o equilíbrio económico-financeiro

¹²⁹ [“Consulta Pública nº 113 - Revisão Regulamentar do Setor Eléctrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado”](#).

do CUR. Tal decorre também do facto da nova atividade regulada de CVEE PREAC do AUR ter equivalência funcional com a atividade de facilitador de mercado prevista no quadro legal anterior.

Neste contexto, no exercício tarifário de 2024, os desvios do facilitador de mercado de 2020 a 2022, apurados nas contas reais e auditadas da SU Eletricidade, foram repercutidos como ajustamentos extraordinários da atividade CVEE PREAC, assim como o desvio provisório do facilitador de mercado do ano de 2023. De modo a encerrar as contas do facilitador de mercado, no presente exercício tarifário encontra-se repercutido o montante definitivo do desvio do ano de 2023¹³⁰, conforme apresentado no Quadro 5-68, que considera o desvio provisório de 2023, atrás mencionado, e as atualizações para repercussão em 2025, recorrendo às taxas de juros usadas nos ajustamentos. Um desvio negativo do facilitador de mercado representa um valor a devolver pelo CUR, pelo que o ajustamento t-2 da atividade CVEE PREAC apresentado no Quadro 5-66 tem sinal positivo (valor a devolver pela empresa).

¹³⁰ Como estes desvios não estão previstos no Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, não podem ser classificados como ajustamentos tarifários na presente decisão tarifária.

Quadro 5-68 – Desvio definitivo de 2023 da atividade de facilitador de mercado repercutido nos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR

		Unidade 10 ³ EUR
		2023 Real
1 = (a) - [(b) + (c)]	Custo total de aquisição de energia pelo facilitador de mercado	2 576,2
a	Custo de aquisição ao preço médio mercado ajustado pelos perfis de produção	3 202,9
b	Encargos variáveis sportados pelos produtores	594,2
c	Encargos fixos sportados pelos produtores	32,5
2 = (d) - [(e) + (f)]	Receita líquida das vendas da energia do facilitador de mercado	2 992,9
d	Receitas de mercado	4 041,2
e	Desvios de programação	-1 048,3
f	Outros encargos	0,0
3	Custos de funcionamento do facilitador de mercado	270,9
A = (1)-(2)+(3)	Desvio da atividade de facilitador de mercado de t-2	-145,8
B = (A) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio da atividade de facilitador de mercado de t-2, atualizado para t	-158,0
C	Desvio provisório do facilitador de mercado de t-2, incluído nos proveitos de t-1 do AUR CVEE PREAC	123
D = (C) x (1+i _{t-1} ^E)	Desvio provisório do facilitador de mercado de t-2, incluído nos proveitos de t-1 do AUR CVEE PREAC, atualizado para t	128
E = (B) - (D)	Desvio definitivo do facilitador de mercado de t-2 a recuperar nos proveitos de t do AUR CVEE PREAC	-285,8
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	4,369%
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%

5.6.2.2.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2024 DA ATIVIDADE DE CVEE PREAC DO AUR

O Quadro 5-69 apresenta as parcelas que determinam o ajustamento provisório dos proveitos da atividade CVEE PREAC do AUR relativo a 2024¹³¹, de acordo com o estabelecido no artigo 128.º do RT em vigor.

¹³¹ 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 excecional de tarifas que vigoraram entre junho e dezembro de 2024.

Quadro 5-69 - Cálculo do ajustamento provisório de 2024 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PREAC do AUR

		Unidade 10 ³ EUR
		2024 Estim
A	Proveitos permitidos da CVEE PREAC do AUR determinados nas Tarifas 2024 - Dez2023	520
A'	Proveitos permitidos da CVEE PREAC do AUR determinados nas Tarifas 2024 - Mai2024	520
$A'' = A * 5/12 + A' * 7/12$	Proveitos permitidos da PREAC em t-1, considerado no ajustamento provisório	520
$B = (1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)-(7)$	Proveitos permitidos da CVEE PREAC do AUR, determinados com base em valores estimados	852
1	Custo total de aquisição de energia aos PREAC	2 803
2	Receita total das vendas da energia adquirida aos PREAC	2 843
3	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PREAC do AUR	0
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PREAC do AUR	479
5	Ajustamento t-1 ⁽¹⁾	-123
6	Ajustamento t-2 ⁽²⁾	-151
7	Ajustamento extraordinário	-139
C = (A'') - (B)	Desvio dos proveitos permitidos da CVEE PREAC do AUR em t-1	-332
D = (C) x (1+ i_{t-1}^E)	Ajustamento provisório dos proveitos da CVEE PREAC do AUR de t-1 a repercutir nos proveitos de t	-345
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	3,835%

O ajustamento provisório de 2024, a devolver à empresa, é explicado essencialmente pelo aumento dos custos de funcionamento estimados para 2024 face ao previsto nas tarifas de 2024, associado a um forte crescimento do número de produtores com contrato com a atividade de CVEE PREAC, que levou a empresa a prever a necessidade de afetação de mais recursos a esta atividade.

5.7 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 atual período de regulação, procurou-se melhorar a metodologia de regulação aplicada, assente na regulação por incentivos no OPEX¹³², através da revisão das bases de custo e da definição de metas eficiência adequadas ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

¹³² Operational Expenditure (corresponde de um modo geral aos gastos operacionais, sem amortizações)

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e de Comercialização de Energia Elétrica é apresentada no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)», de dezembro de 2021 e na Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro.

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 2025.

5.7.1 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 2022-2025, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto no CAPEX¹³³, 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.

5.7.1.1 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 134º do RT, cujos valores se apresentam no Quadro 5-70.

¹³³ *Capital Expenditure* (custo com capital, isto é, remuneração do ativo líquido e as amortizações)

Quadro 5-70 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas de 2024 (Dez 2023)	Tarifas de 2024 (Mai 2024)	Tarifas de 2025	Variação (%)
		(1)	(1)'	(2)	(3) = [(2) - ((1)/12*5)+(1)'/12*7)]/(1) /12*5+((1)'/12*7)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	37 418	37 418	40 882	9,3%
2	Custo com capital afeto à atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (a' + b' x c' - d')	21 745	21 745	20 299	-6,7%
a'	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	15 363	15 363	14 284	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	164 721	164 721	166 404	
c'	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,27%	5,27%	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	2 690	
3	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' + h' + i' + j' + k' + l')	54 202	49 021	53 440	4,4%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	14 288	14 288	14 631	
f'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	6,80%	3,80%	
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	14 101	
i'	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	627	627	747	
j'	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	1 644	1 644	1 294	
k'	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	55	55	48	
l'	Custos com o CO ₂ aceites pela ERSE	25 825	20 643	22 620	
4	Custos com o fuel aceites pela ERSE	57 894	62 381	55 573	-8,2%
5	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	22 332	22 481	21 528	-4,0%
6	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-32 686	-32 686	1 340	-104,1%
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	190 381	-15,7%
9	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-3 243	-3 240	-3 387	4,5%
10	Emissão para a rede (MWh)	834 786	834 786	851 548	2,0%
B = ((A-5+7+8)/10) * 1000	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)	234,66	234,01	228,30	-2,6%

O decréscimo previsto dos proveitos permitidos para 2025 é justificado, em grande parte, pela alteração do valor do ajustamento que passa a ser um montante a devolver pela empresa. Há ainda a registar a redução do custo com fuelóleo previsto para aquele ano.

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 5-71 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA.

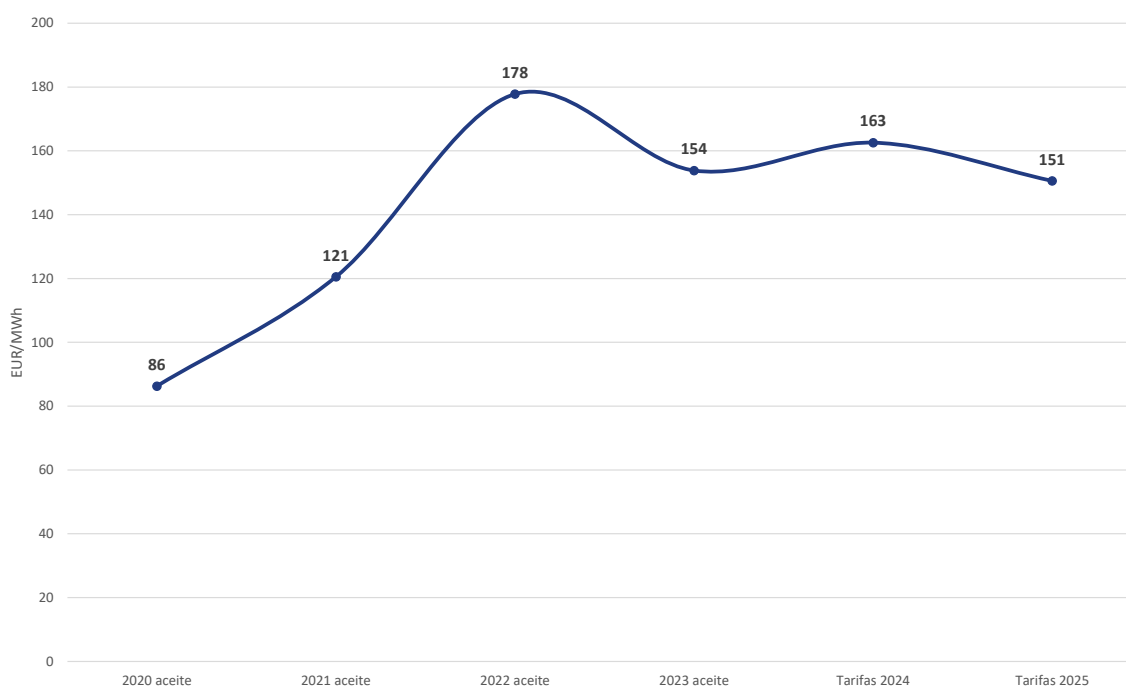
Quadro 5-71 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA

Unidade	2023 aceite	Tarifas 2024 (Dez2023*5/12 + Mai2024*7/12)	2024 em 2024	Evolução anual %	Tarifas 2025	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	153,8	162,6	155,9	1%	150,6	-7%	-3%

Nota: Não inclui custos com licenças de emissão de CO₂.

A Figura 5-22 permite visualizar para o período 2020 a 2025, 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 2023 e os valores previstos nas tarifas de 2024 e de 2025.

Figura 5-22 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA, sem custos com licenças de emissão de CO₂ (EUR/MWh)



O Quadro 5-72 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

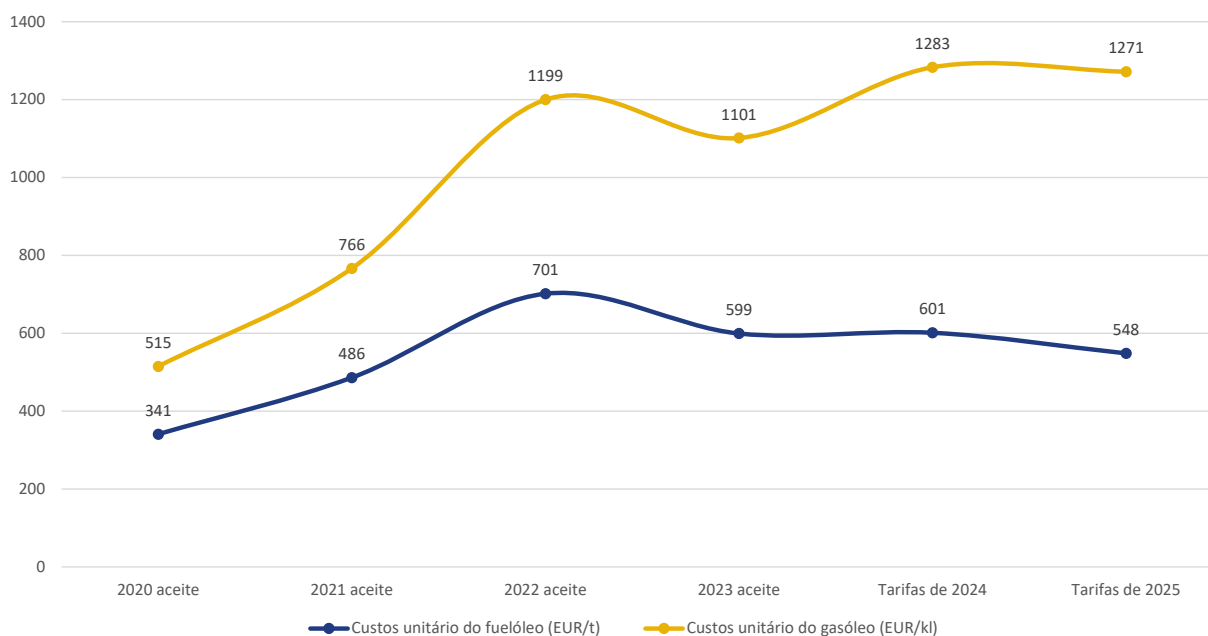
Quadro 5-72 - Custo unitário dos combustíveis

	Unidade	2023 aceite	Tarifas 2024	2024 em 2024	Evolução anual %	Tarifas 2025	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	599,1	601,0	590,3	-1%	548,1	-9%	-7%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	1101,1	1282,8	1205,9	10%	1271,5	-1%	5%

Observa-se que as estimativas da ERSE tanto para o ano de 2024, face ao valor previsto em tarifas, como para o ano de 2025, revelam uma expectativa de redução dos preços do fuelóleo. No caso do gasóleo, apenas se verifica uma redução face ao previsto em tarifas de 2024.

A Figura 5-23 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 2020 e 2023 e os previstos nas tarifas de 2024 e de 2025.

Figura 5-23 - 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 metodologia¹³⁴ regulatória que visava tornar economicamente mais eficiente a aquisição dos custos de 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 natural¹³⁵. 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.

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 aspetos 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 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 necessidades manifestadas pelas empresas na obtenção de propostas de fornecimento de combustíveis através da realização de concursos internacionais, a ERSE entendeu ser

¹³⁴ 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.

¹³⁵ Baseado no documento «Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity», realizado pela DNV-GL.

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.

Estas revisões excecionais pressupõem um acompanhamento de perto dos impactos económicos dos parâmetros agora definidos, que poderão levar a uma nova revisão caso gerem desvios desajustados, para cima ou para baixo, face aos valores reais dos custos correspondentes, nos termos do RT.

O Quadro 5-73 apresenta o cálculo dos custos previstos aceitar com a aquisição de fuelóleo em 2025.

Quadro 5-73 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2025

	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	491,74		53 501	1 534 811		27 843 477
Terceira	491,74		27 859	969 359		14 668 956
Pico		587,65	10 567	352 464	243 469	6 805 934
Faial		587,65	9 455	302 727	395 455	6 254 237
Total			101 382	3 159 362	638 924	55 572 604

O Quadro 5-74 apresenta o cálculo dos custos previstos aceitar com a aquisição de gasóleo, em 2025.

Quadro 5-74 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2025

	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	1,276	5 276 751	6 733 878
São Miguel	1,217	398 774	485 284
Terceira	1,217	407 550	495 964
Graciosa	1,276	1 559 546	1 990 201
São Jorge	1,276	6 715 693	8 570 171
Pico	1,217	292 449	355 893
Faial	1,217	238 628	290 397
Flores	1,276	1 684 959	2 150 245
Corvo	1,276	357 273	455 930
Total	1,271	16 931 622	21 527 963

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. Refira-se que, entre a 2.ª quinzena de setembro de 2023 e o final do ano de 2023 a EDA passou a pagar a totalidade do ISP sobre o fuelóleo consumido, o que se deveu a uma decisão do Tribunal de Justiça da União Europeia, de acordo com a qual o fuelóleo consumido pela EDA passou a constar de um código pautal aduaneiro que, no Orçamento de Estado 2023, não se encontra abrangido pela redução de ISP. Esta circunstância, não controlável pela EDA, resultou no reconhecimento em proveitos permitidos de um custo acrescido de 196 milhares de euros, referente ao diferencial entre o ISP pago pela Empresa nos últimos três meses e meio de 2023 e o ISP à taxa reduzida que seria suportado pela EDA, caso não tivesse ocorrido a reclassificação aduaneira.

Para 2025, 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 5-75.

Quadro 5-75 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis

	2023 aceite	2025 previsto
Preço médio Fuel 1% Barge Fob (EUR/ton)	457,76	402,34
Gasóleo Preço Europa (EUR/kl)	894,88	872,29
Biodiesel (EUR/kl)	1 058,78	1 032,05
Custo médio do brent - Platts (EUR/bbl)	79,08	68,79
taxa de câmbio (EUR/USD)	1,0816	1,0720
densidade ton = l	0,8453	

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 2023, a reconhecer em tarifas de 2025, a EDA não apresentou justificação pelo que não foram reconhecidos os custos da reserva estratégica de 2023.

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 2024 face ao ocorrido em 2023 e as previsões para 2025 apontam igualmente para um aumento face aos anos anteriores, como mostra o Quadro 5-76.

Quadro 5-76 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

	Unidade	2023 aceite	Tarifas 2024	2024 em 2024	Evolução anual %	Tarifas 2025	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário SIA	EUR/MWh	114,4	118,6	120,0	4,9%	123,5	4,2%	3,0%

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 2023, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO₂) aceite no ajustamento situou-se nos 153,8 EUR/MWh (Quadro 5-71), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 114,4 EUR/MWh (Quadro 5-76). Para as tarifas de 2025, embora se preveja um decréscimo dos preços dos combustíveis, com o custo variável unitário das centrais térmicas, 150,6 EUR/MWh (Quadro 5-71), este continua a ser superior ao custo previsto da energia adquirida ao SIA que deverá rondar os 123,5 EUR/MWh (Quadro 5-76).

No que respeita ao preço de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica para 2023 no âmbito do PPA, de acordo com a informação real recebida, a ERSE considera como valor final para 2023, o valor de 341,24 €/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 ao custo de manutenção, a EDA reportou pela primeira vez, com dados reais para 2023 e estimados e previstos para 2024 e 2025, custos de manutenção com o sistema de baterias. Estes custos passam a ser aceites em definitivo de acordo com a análise realizada à informação reportada pela empresa nos termos apresentados no ponto 5.7.1.2

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. Apenas os custos de exploração da empresa e os custos com os combustíveis estão sujeitos a uma meta de eficiência.

O Quadro 5-77 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2024 e para tarifas 2025.

Quadro 5-77 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2024 (Dez 2023)	Tarifas 2024 (Mai 2024)	Tarifas 2025	Variação (%)
		(1)	(1)'	(2)	$\frac{(3) - [(2) - ((1/12*5) + ((1/12*7)) / ((1/12*5) + (1/12*2*7)))]}{(2)}$
a	Custos de exploração sujeitos a eficiência	14 288	14 288	14 631	2,4%
b	Custos com a operação e manutenção de equipamentos	11 764	11 764	14 101	19,9%
c = 1 + 2	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gásóleo aceites pela ERSE:	1 699	1 699	1 341	-21,1%
1	Lubrificantes	1 644	1 644	1 294	-21,3%
2	Amónia	55	55	48	-14,2%
d = 3 + 4	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:	26 451	21 270	23 366	-0,3%
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	627	627	747	19,2%
4	Custos com o CO2	25 825	20 643	22 620	-0,8%
e = a+b+c+d	Custos de exploração aceites	54 202	49 021	53 440	4,4%

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 (325 584 ton) e o preço previsto para 2025 de 69,47 EUR/ton.

CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

A tarifa social tem o enquadramento legal descrito no ponto 5.4.1.1.5. Nos termos do Despacho n.º 12 371/2024, de 18 de outubro, do Ministério do Ambiente e Energia, foi estabelecido, para 2025, 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.

Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pela EDA em 2025 e os ajustamentos dos montantes descontados em 2023 e 2024 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.

5.7.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 134.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento em 2025 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2023, 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 134.º aos valores verificados em 2023 (linha A), adicionados do ajustamento resultante da

convergência tarifária nacional (linha 12). Este desvio é atualizado para 2025 de acordo com as taxas indicadas no Quadro 3-6.

O Quadro 5-78 permite comparar os valores verificados em 2023 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2023 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2025.

Quadro 5-78 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas de 2023 (Dez 2022)	Tarifas de 2023 (Jul 2023)	Aceite em 2023	Variação (%)
	(1)	(1)'	(2)	(3) = [(2) - ((1) + (1') / 2)] / [(1) + (1')] / 2
1	34 734	34 734	34 929	0,6%
2	22 074	22 074	19 815	-10,2%
a'	15 584	15 584	13 231	
b'	159 379	159 379	145 266	
c'	4,75%	0	5,27%	
d'	-1 075	-1 075	-1 075	
3	114 683	102 067	108 248	-0,1%
e'	13 569	13 569	13 569	
f'	1,48%	0	1,48%	
g'	1,50%	0	1,50%	
h'	10 962	10 962	13 129	
i'	63 601	52 369	60 629	
j'	608	608	691	
k'	24 307	22 922	18 840	
l'	1 637	1 637	1 390	
4	49	49	35	-28,2%
5	24 805	28 015	27 156	2,8%
6	0	0	0	
7	-27 740	-27 740	-27 740	0,0%
8	0	0	0	
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 - 7 - 8	224 084	214 678	217 923	-0,7%
9			123 659	
10			96 743	
11			0	
B			220 402	
12			964	
C			3 443	
13			3,869%	
14			0,500%	
15			3,385%	
16			0,450%	
D			3 731	
17			-2 303	
E			1 340	

Nota: Face à publicação de tarifas extraordinárias em 2023, o valor da compensação relativa ao sobrecusto da AGS corresponde à média dos valores publicados para 2023 nas tarifas de dezembro de 2022 e nas tarifas de julho de 2023, conforme apresentado na linha A do Quadro 5-101

O montante do ajustamento a devolver pela empresa resulta da redução dos custos aceites com o fuelóleo e gasóleo 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 2023 superiores aos previstos em tarifas, o que é explicado pelo aumento do custo unitário verificado (Quadro 5-79).

Quadro 5-79 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (€/MWh)			Custo Total aceite (10 ⁹ EUR)		
	2023	T2023	Variação %	2023	T2023	Variação %	2023	T2023	Variação %
Hídrica	30 843	30 947	-0,3%	107,20	105,90	1,2%	3 306	3 277	0,9%
Geotermia	183 775	172 439	6,6%	107,20	105,90	1,2%	19 701	18 261	7,9%
Eólica	73 005	87 070	-16,2%	131,83	126,11	4,5%	9 625	10 980	-12,3%
Térmica				0,00	0,00		0	0	
Biogás	1 392	673	106,6%	115,90	114,78	1,0%	161	77	108,6%
RSU	13 410	13 386	0,2%	117,70	116,30	1,2%	1 578	1 557	1,4%
Fotovoltaica	2 062	3 634	-43,3%	224,37	135,08	66,1%	463	491	-5,8%
Éolica Microgeração				0,00	0,00		0	0	
Fotovoltaica Microgeração	872	436	99,9%	109,12	206,65		95	90	5,5%
Total	305 358	308 587	-1,0%	114,39	112,56	1,6%	34 929	34 734	0,6%

CUSTO COM OS COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição de combustíveis têm um peso significativo nos custos totais de produção de energia elétrica da EDA. O Quadro 5-80 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 5-80 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados

	Tarifas 2023 (Dez2022*1/2 + Jul2023*1/2)	2023 EDA real	2023 ERSE real	2023 EDA real / Tarifas 2023	2023 ERSE real / Tarifas 2023	2023 ERSE real / 2023 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	Unid: 10 ³ EUR			%		
Fuelóleo	57 985	59 383	60 629	2,4%	4,6%	2,1%
Gasóleo	23 615	19 744	18 840	-16,4%	-20,2%	-4,6%
Lubrificantes	1 637	1 390	1 390	-15,1%	-15,1%	0,0%
Amónia	49	35	35	-28,2%	-28,2%	0,0%
Total	83 285	80 552	80 894	-3,3%	-2,9%	0,4%

Observa-se que, em 2023, os custos com os combustíveis e lubrificantes, aceites pela ERSE, foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2023, mas ligeiramente superiores aos valores reais da EDA, devido aos custos com o fuelóleo. O cálculo do ajustamento de 2023 foi efetuado tendo em conta a metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), definida com base no estudo de 2021 efetuado pela PWC, com vista a incentivar a empresa a adquirir os combustíveis a um preço mais eficiente, conforme referido no ponto 5.7.1.1 no subponto “Custos com fuelóleo e gasóleo”. Este tema é desenvolvido no ponto seguinte.

CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA A AQUISIÇÃO DE COMBUSTÍVEIS NA RAA

O Quadro 5-81 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e a comparação com os custos reais.

Quadro 5-81 - 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	543,14		53 740	1 599 865		30 788 319	30 035 660	752 659
Terceira	543,14		28 208	1 002 647		16 323 268	16 402 673	-79 405
Pico		633,79	9 469	327 729	250 716	6 579 548	6 429 778	149 770
Faial		633,79	9 786	325 163	410 497	6 937 991	6 515 218	422 773
Total			101 203	3 255 404	661 213	60 629 126	59 383 329	1 245 797

O custo do fuelóleo aceite para efeito de ajustamento inclui ainda o custo do transporte do fuelóleo entre ilhas. A determinação deste custo é apresentada no Quadro 5-82.

Quadro 5-82 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2023		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total 10 ³ EUR
Central Termoeléctrica SMG	53 740	6,94	373
Central Termoeléctrica TER	28 208	4,85	137
Central Termoeléctrica PIC	9 469	9,44	89
Central Termoeléctrica FAI	9 786	9,43	92
Total	101 203	6,83	691

O Quadro 5-83 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao gasóleo e a comparação com os custos reais.

Quadro 5-83 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais

	Custo Unitário (matéria 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	1,105	5 290 262	0	5 847 368	6 111 273	-263 904
São Miguel	1,053	324 219	0	341 255	350 935	-9 680
Terceira	1,053	508 686	0	535 415	601 595	-66 181
Graciosa	1,105	1 484 406	0	1 640 726	1 675 561	-34 835
São Jorge	1,105	6 882 648	0	7 607 445	7 989 098	-381 653
Pico	1,053	265 510	0	279 461	301 070	-21 609
Faial	1,053	251 954	0	265 193	282 930	-17 737
Flores	1,105	1 621 118	0	1 791 835	1 864 701	-72 866
Corvo	1,105	480 904	0	531 547	566 658	-35 111
Total		17 109 707	0	18 840 244	19 743 821	-903 577

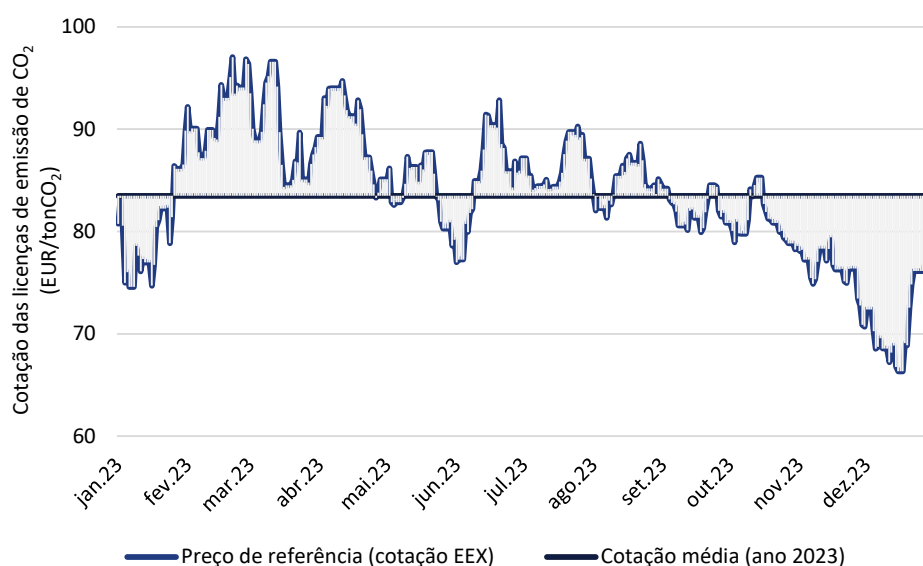
LICENÇAS DE CO₂

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 2023.

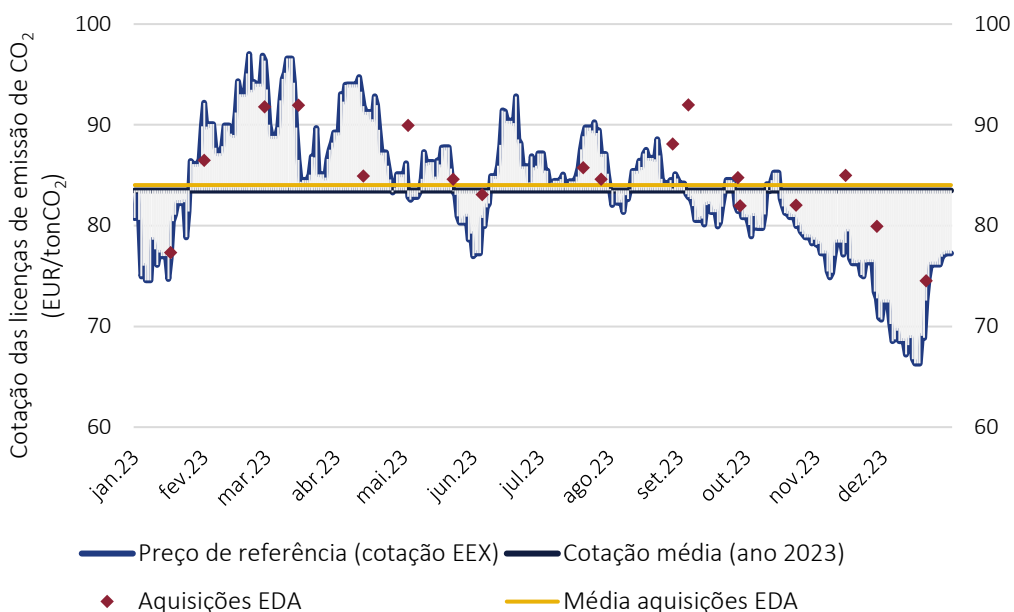
Relativamente ao mercado internacional de licenças de emissão de CO₂, o valor médio das licenças de emissão, em 2023, foi de 83,49 EUR/ton_{CO2}, obtido a partir das cotações em mercado secundário gerido pela *European Energy Exchange* (EEX).

Figura 5-24 – Cotação das licenças de emissão de CO₂ em mercado secundário (EEX), 2023



Em 2023, as emissões verificadas para o conjunto das centrais termoelétricas geridas pela EDA (Caldeirão, Belo Jardim, Santa Bárbara e Pico) ascenderam a 325 090 toneladas de CO₂. No conjunto do ano, a empresa adquiriu cerca de 354 759 toneladas de licenças de emissão de CO₂, que permitiram um grau de cobertura das suas emissões em 2023 de 109%. O custo global das licenças adquiridas, em 2023, orçou-se em cerca de 29,815 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 84,04 EUR/ton_{CO2}.

Figura 25 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAA, 2023



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EDA, em 2023, é superior em 0,55 EUR/ton_{CO2} à cotação média verificada em mercado secundário, pelo que o diferencial global de aquisição foi cerca de 178,8 milhares de euros superior ao custo de referência estimado para o global do ano.

A EDA reportou custos fixos de transação no montante de 12,25 milhares de euros, valor abaixo 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 2023, de 27 141 764 euros (325 090 toneladas valorizadas a 83,49 EUR/ton_{CO2}), a que acrescem 1 625 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 2023, no âmbito do mecanismo, estabelecido com a Diretiva n.º 5/2023 da ERSE, é de 27 155 640 euros, no qual se incluem os custos de transação, em mercado no valor de 12 250 euros.

AJUSTAMENTO RESULTANTE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NACIONAL

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores, calculado de acordo com o artigo 178.º, do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto,

retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, 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 RAA¹³⁶.

Quadro 5-84 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

		Unidade: 10 ³ EUR
		Aceite em 2023
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	151 450
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	123 659
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.	22 935
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	3 892
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	964

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-85 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.

¹³⁶ Custos não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Quadro 5-85 - Movimentos no ativo líquido a remunerar¹³⁷

Unidade: 10 ³ EUR			
	2023	Tarifas 2023	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	433 584	453 899	
Investimento Directo	1 433	30 197	
Transferência p/ exploração	42 792	42 205	
Reclassificações, alienações e abates	802	-28 596	
Saldo Final (2)	478 611	497 705	-3,8%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	281 640	282 480	
Amortizações do Exercício	14 700	17 839	
Regularizações e abates	524	298	
Saldo Final (4)	296 865	300 617	-1,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	12 450	15 251	
Comparticipações do ano	19 728	21 501	
Amortizações do ano	1 469	2 255	
Saldo Final (6)	30 708	34 497	-11,0%
Ativo líquido a remunerar			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	139 494	156 168	-10,7%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	151 038	162 591	-7,1%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	145 266	159 379	-8,9%

No que diz respeito aos custos de investimento em baterias, do ponto de vista tarifário e de aceitação de custos, na proposta tarifária, 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 para o ano 2023, mas condicionou a sua aceitação em definitivo à apresentação pela EDA de informação que demonstre ser esta uma solução de investimento mais eficiente para o sistema.

¹³⁷ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

Nesse sentido, na sequência desta posição da ERSE, nos seus comentários à proposta tarifária, 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 conseqüentemente 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, com um benefício líquido atualizado de 12 M€ (entre 2022 e 2043) 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. Sem prejuízo, a ERSE irá 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 136.º do Regulamento Tarifário, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, 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 2023 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2023, de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-86 - Ajustamento da tarifa social

Unidade: 10³ EUR

		2023
A	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Dez 2022)	3 302
A'	Montantes a transferir pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Jul2023)	3 203
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	3 141
$C = (A + A') / 2 - B$		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
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
$E = D \times (1 + R-1)$		Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t
$i_{s,t}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -2 + spread	4,369%
$i_{s,t}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread	3,835%
$D = C \times (1 + R-2) \times (1 + R-1) - E$		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
		24

5.7.1.2.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS

CAPEX

De acordo com o artigo 129.º do RT, os proveitos permitidos de 2025 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2024, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2024. 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 participações. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2025 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-87¹³⁸.

Quadro 5-87 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2024	Estimativa 2024	Tarifas 2025
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	15 363	13 521	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	164 721	151 705	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,27%	5,23%	
$A = 1 + 2 \times 3$		Custo com capital afeto à atividade de AGS	24 048	21 457
$B = A (Tarifas) - A (Estimativa)$		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1		2 590
i_{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread			3,835%
$C = (1 + i_{t-10}) \times B$		Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1		2 690

¹³⁸ No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 131.º do RT, 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 2024 e o desconto estimado conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2024, de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-88 - Ajustamento provisório da tarifa social

		Unidade: 10 ⁷ EUR
		2024
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 Maio2024)	3 240
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	3 224
C = (A + A') / 2 - B		17
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		
$i_{s,t}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread	3,835%
D = (1 + $i_{s,t}$) x C		18
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		

5.7.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de Distribuição de Energia Elétrica manteve a mesma metodologia de definição dos proveitos permitidos no novo período de regulação 2022-2025. 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.

Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, determina que a integração nas infraestruturas das redes inteligentes deve ocorrer até ao final de 2024 para a totalidade dos clientes finais. Este novo enquadramento legal levou a ERSE a revogar o Regulamento n.º 610/2019 e a publicar o Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho¹³⁹, relativo aos Serviços das Redes Inteligentes, que passou a contemplar o incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS).

¹³⁹ https://www.erse.pt/media/0fvvpv2by/rsri_reg817_2023.pdf.

5.7.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 5-89 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 132º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 5-89 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		Tarifas de 2024	Tarifas de 2025	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
A	Custo com capital afetado à atividade de distribuição de energia elétrica (a + b x c - d)	27 096	25 362	-6,4%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	15 101	14 816	
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	229 105	236 000	
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%	
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	771	2 507	
B	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	14 768	15 099	2,2%
C	Rendas de concessão dos municípios em BT	5 614	5 803	3,4%
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	921	790	-14,3%
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	46 557	45 475	-2,3%
i	Energia Distribuída (MWh)	776 182	799 714	3,0%
2=(1+E+F)/i	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	61,17	57,85	-5,4%
A'	Custo com capital afetado à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a' + b' x c' - d')	15 503	14 637	-5,6%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	7 661	7 698	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	148 629	153 900	
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	1 573	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' * g' + h' * i')	5 577	5 692	2,1%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 675	2 712	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00504	0,00511	
g'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	288 242	296 769	
h'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,7632	1,7879	
i'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	823	819	
j'	Taxa de inflação (IPB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	3,80%	
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	2 383	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3= A'+B' + C' - D' - E'	Proveitos Permitidos em MT	20 025	17 946	-10,4%
A''	Custo com capital afetado à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a'' + b'' x c'' - d'')	11 592	10 725	-7,5%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	7 439	7 118	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	80 477	82 100	
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	934	
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e'' + f'' * g'' + h'' * i'')	9 191	9 407	2,4%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 465	4 528	
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00493	0,00500	
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	487 941	502 945	
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01773	0,01797	
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	130 768	131 476	
k''	Taxa de inflação (IPB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	3,80%	
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C''	Rendas de concessão dos municípios em BT	5 614	5 803	3,4%
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	-1 594	
F''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
4 = A''+B'' + C'' + D'' - E'' - F''	Proveitos Permitidos em BT	26 532	27 530	3,8%

A variação prevista nos proveitos permitidos da atividade de distribuição de energia elétrica resulta da redução da componente do CAPEX, quer por via da variação da taxa de remuneração dos ativos, como pelo valor do ajustamento provisório do CAPEX. Os gastos com as rendas pagas aos municípios pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal contribuíram em sentido contrário (linha C'' do Quadro 5-89). Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 6.3.

Finalmente e relativamente à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI), a EDA não reportou qualquer instalação ao abrigo desse incentivo, pelo que o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2025 é nulo.

5.7.2.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 137.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento em 2025 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2023, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2023 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 114.º aos valores realmente verificados em 2023.

No Quadro 5-90 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2023, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados para 2023 com base em valores reais, totais e por nível de tensão.

Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Tarifas de 2023	Aceite em 2023	Variação
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
A'	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a' + b' x c' + d')	14 622	13 868	-5,16%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	7 285	6 448	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	144 862	132 671	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	26	26	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' * g' + h' * i')	5 289	5 349	1,14%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 565	2 565	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00483	0,00483	
g'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	285 433	292 114	
h'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,69052	1,69052	
i'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	796	813	
j'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	1,48%	
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	-21 406	-21 406	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3= A'+B + C' - D' - E'	Proveitos Permitidos em MT	41 317	40 623	-1,68%
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		3 188	
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT		40 056	
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		43 244	
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		2 621	
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		2 840	
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT		-440	
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		2 383	

Quadro 5-90 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (cont.)

		Tarifas de 2023	Aceite em 2023	Variação
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
A"	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a" + b" x c" + d")	11 707	11 282	-3,64%
a"	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	7 266	6 565	
b"	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	79 488	76 926	
c"	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d"	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	430	430	
B"	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e" + f" * g" + h' * i")	8 766	8 828	0,72%
f"	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 281	4 281	
g"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00473	0,00473	
h"	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	483 019	494 084	
i"	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01700	0,01700	
j"	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	129 409	130 016	
k"	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	1,48%	
l"	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	
C"	Rendas de concessão dos municípios em BT	5 382	5 387	
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	22 222	22 222	
F"	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
11 = A" + B" + C" + D" - E" - F"	Proveitos Permitidos em BT	3 633	3 276	-9,84%
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		19 748	
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT		-17 625	
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		2 123	
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		-1 153	
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		-1 250	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT		-331	
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		-1 594	
19 = 10 + 18	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2		790	

A redução verificada nos proveitos permitidos de 2023, face ao valor previsto em tarifas de 2023, deve-se essencialmente à variação do CAPEX por via da redução do ativo a remunerar, que superou o aumento da taxa de remuneração em 2023.

ENERGIA ELÉTRICA ENTREGUE PELAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

Em 2023, o desvio da procura de eletricidade na RAA foi de +2,3% relativamente ao valor previsto em tarifas de 2023, para o que contribui o aumento verificado nas quantidades entregues em BT, como se pode observar no Quadro 5-91.

Quadro 5-91 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unidade: MWh

	2023	Tarifas 2023	Diferença (Real 2023 - Tarifas 2023)	
Redes de MT	292 114	285 433	6 681	2,3%
Redes de BT	494 084	483 019	11 065	2,3%
Total	786 198	768 452	17 746	2,3%

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-92 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 5-92 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2023	Tarifas 2023	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	513 559	524 638	
Investimento Directo	2 367	1 627	
Transferência p/ exploração	11 251	23 981	
Reclassificações, alienações e abates	-1 116	-395	
Saldo Final (2)	526 060	549 851	-4,3%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	268 092	269 946	
Amortizações do Exercício	15 543	17 068	
Regularizações e abates	-1 073	-231	
Saldo Final (4)	282 562	286 783	-1,5%
Comparticipações			
Saldo inicial bruto	40 696	40 568	
Amortizações acumuladas iniciais	5 314	5 319	
Saldo inicial líquido (5)	35 382	35 249	
Comparticipações do ano	1 539	1 081	
Amortizações do ano	2 530	2 517	
Saldo Final (6)	34 391	33 813	1,7%
Ativo líquido a remunerar			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	210 085	219 444	-4,3%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	209 108	229 256	-8,8%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	209 596	224 350	-6,6%

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.

A proposta de PDIRTD-RAA 2021 previa para o ano de 2023 a realização de um montante de investimento de aproximadamente 13,6 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 2023, conclui-se que, nesse ano, entraram em exploração projetos de investimento nas redes de transporte e distribuição em AT e MT da RAA, num total de aproximadamente 5,2 milhões de euros, a custos totais, dos quais 2,9 milhões de euros de investimentos estão inscritos em sede de proposta de PDIRTD-RAA, ainda não aprovada, a que acresce, 504 mil euros relativos a projetos objeto de pedidos complementares ao PDIRTD-RAA. Os restantes 1,7 milhões de euros dizem respeito a projetos fora do âmbito do PDIRTD-RAA. Realça-se, ainda, que o montante total de investimento entrado em exploração em 2023 é inferior ao inscrito na proposta de PDIRTD-RAA 2021 para esse mesmo ano.

À data da elaboração de tarifas para 2025, não há ainda uma versão aprovada do PDIRTD-RAA, apesar de ser expectável o envio de uma versão atualizada do mesmo, no seguimento do Parecer da ERSE, ainda em 2024. Face ao exposto, e à semelhança dos investimentos entrados em exploração em 2022, a ERSE decide aceitar, provisoriamente, o montante total entrado em exploração em 2023, mas condiciona a sua aceitação em definitivo à confrontação dos montantes e projetos com o PDIRTD-RAA que vier a ser aprovado oficialmente, situação que se aplica igualmente aos investimentos entrados em exploração em 2022.

5.7.2.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

De acordo com o artigo 132.º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos de 2025 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2024, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2024. 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 2025 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-93¹⁴⁰.

Quadro 5-93 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2024	Estimativa 2024	Tarifas 2025
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 661	6 825	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	148 629	137 472	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,57%	5,53%	
A = 1 + 2 x 3		15 943	14 428	
B = A (Tarifas) - A (Estimativa)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		1 515
	i_{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread		3,835%
C = (1 + i_{t-10}) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		1 573
Ajustamento DEE BT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2024	Estimativa 2024	Tarifas 2025
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 439	6 690	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	80 477	78 368	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,57%	5,53%	
A = 1 + 2 x 3		11 923	11 024	
B = A (Tarifas) - A (Estimativa)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		899
	i_{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread		3,835%
C = (1 + i_{t-10}) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		934

5.7.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No período de regulação que se iniciou em 2022 não ocorreram alterações da metodologia 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.

¹⁴⁰ No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento «[Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025](#)», publicado em dezembro de 2021.

5.7.3.1 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 133º do Regulamento Tarifário em vigor. No Quadro 5-94 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 5-94 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		Tarifas de 2024	Tarifas de 2025	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
A	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica (a + b x c - d)	472	321	-32,0%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	709	482	
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	5 052	5 179	
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,57%	5,53%	
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	518	447	
B	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	7 214	7 295	1,1%
C	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-11	-14	26,9%
D	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	188	46	-75,8%
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	7 487	7 557	0,9%
i	Energia Distribuída (MWh)	776 182	799 714	3,0%
2=(1+i)/i	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,89	9,51	-3,9%
A'	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em MT (a' + b' x c' - d')	9	9	-1,1%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	47	28	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	353	325	
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	37	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	709	714	0,6%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	343	347	
f'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,44455	0,44855	
g'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	823	819	
h'	Taxa de inflação (ÍPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	3,80%	
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	0	0	
D'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	41	24	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3 = A' + B' + C' - D' - E'	Proveitos Permitidos em MT	677	698	3,1%
A''	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em BT (a'' + b'' x c'' - d'')	463	313	-32,6%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	662	454	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 699	4 854	
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	410	
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 505	6 581	1,2%
e''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 223	3 252	
f''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02510	0,02532	
g''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	130 768	131 476	
h''	Taxa de inflação (ÍPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	3,80%	
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	-11	-14	
D''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	147	21	
E''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
4 = A'' + B'' + C'' - D'' - E''	Proveitos Permitidos em BT	6 810	6 858	0,7%

Os proveitos permitidos definidos pela ERSE para as tarifas de 2025 apresentam um ligeiro acréscimo face ao valor de tarifas de 2024. O decréscimo previsto para a componente de CAPEX e a redução do ajustamento a devolver pela empresa não compensam o acréscimo verificado na componente de OPEX.

5.7.3.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o n.º 5 do artigo 138.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, o ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2023 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 138.º aos valores realmente verificados em 2023.

O Quadro 5-95 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2023, apurado por nível de tensão.

Quadro 5-95 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		Tarifas de 2023	Aceite em 2023	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')	79	4	-94,82%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	65	9	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	501	102	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-11	-11	
B'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	672	679	1,05%
e'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	331	331	
F	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,42828	0,42828	
g'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	796	813	
h'	Taxa de inflação (PIB 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	-40	-40	
E'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3 = A' + B' + C' - D' - E'	Proveitos Permitidos em MT	791	723	-8,61%
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		329	
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT		472	
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		801	
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		77	
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		84	
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1 em MT		-57	
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		24	
A''	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em MT (a'' + b'' x c'' + d'')	581	101	-82,59%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	695	316	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	5 266	2 970	
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,05%	5,57%	
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-380	-380	
B''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 234	6 249	0,24%
e''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 105	3 105	
F''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,0241769	0,0241769	
g''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	129 409	130 016	
h''	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,48%	1,48%	
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	428	428	
E''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
11 = A'' + B'' + C'' - D'' - E''	Proveitos Permitidos em BT	6 377	5 912	-7,29%
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		3 563	
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT		2 810,340	
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		6 373	
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		461	
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		500	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT		-461	
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		21	
19=10+18	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a t-2		46	

NÚMERO MÉDIO DE CLIENTES

O Quadro 5-96 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em tarifas de 2023 e o número ocorrido nesse ano.

Quadro 5-96 - Número médio de clientes

	Real 2023	Tarifas 2023	Diferença (Real 2023 - Tarifas 2023)	
Clientes MT	813	796	17	2,1%
Clientes BT	130 016	129 409	608	0,5%
Total	130 829	130 205	624	0,5%

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-92 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de CEE.

Quadro 5-97 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	Real 2023	Tarifas 2023	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	8 396	10 905	
Investimento Directo	233	163	
Transferência p/ exploração	573	2 919	
Reclassificações, alienações e abates	-592	-114	
Saldo Final (2)	8 610	13 874	-37,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	5 425	6 276	
Amortizações do Exercício	325	760	
Regularizações e abates	-313	-66	
Saldo Final (4)	5 437	6 969	-22,0%
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)	2 971	4 629	-35,8%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	3 173	6 905	-54,1%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	3 072	5 767	-46,7%

5.7.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

De acordo com o artigo 133.º do Regulamento Tarifário, os proveitos permitidos de 2025 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2024, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração

final para 2024. O valor total a devolver pela empresa decorre, principalmente, do decréscimo estimado no valor do ativo médio. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2025 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-98 por nível de tensão¹⁴¹.

Quadro 5-98 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2024	Estimativa 2024	Tarifas 2025
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	47	22	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	353	152	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,57%	5,53%	
A = 1 + 2 x 3		66	30	
B = A (Tarifas) - A (Estimativa)				36
i_{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread			3,835%
C = (1 + i_{t-10}) x B				37

Ajustamento CEE BT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2024	Estimativa 2024	Tarifas 2025
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	662	359	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 699	3 090	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	5,57%	5,53%	
A = 1 + 2 x 3		924	530	
B = A (Tarifas) - A (Estimativa)				394
i_{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread			3,835%
C = (1 + i_{t-10}) x B				410

5.7.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA

No Quadro 5-99 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2025 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

¹⁴¹ No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 5-99 - Proveitos permitidos à EDA para 2025

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas de 2024 (Dez 2023)	Tarifas de 2024 (Mai 2024)	Tarifas de 2025	Variação (%)
	(1)	(1)'	(2)	(3) = [(2) - ((1)/12*5)+((1)'/12* 7)]/(1)/12*5)+((1)'/1 2*7)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	226 276	225 731	190 381	-15,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 557	46 557	45 475	-2,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 487	7 487	7 557	0,9%
Proveitos permitidos da EDA	280 320	279 775	243 413	-13,2%

Tendo em conta que o efeito dos ajustamentos pode ter um impacto significativo nos proveitos permitidos, principalmente ao nível da atividade de AGS, apresenta-se de seguida o montante dos proveitos permitidos da EDA para 2025, excluindo os ajustamentos.

Quadro 5-100 - Proveitos permitidos à EDA, para 2025, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas de 2024 (Dez 2023)	Tarifas de 2024 (Mai 2024)	Tarifas de 2025	Variação (%)
	(1)	(1)'	(2)	(3) = [(2) - ((1)/12*5)+((1)'/12* 7)]/(1)/12*5)+((1)'/1 2*7)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	195 894	195 348	194 411	-0,8%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	48 250	48 250	48 772	1,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	8 193	8 193	8 049	-1,8%
Proveitos permitidos da EDA	252 336	251 791	251 232	-0,4%

5.7.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 5-101 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA, relativo ao ano de 2023.

Quadro 5-101 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2023

		2023	Tarifas 2023 (Jul 2023)	Tarifas 2023 (Dez 2022)
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR
A=1-2	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	94 264	101 804	91 682
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	217 923	214 678	224 084
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 eléctrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	123 659	112 874	132 402
B=3-4	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	20 964	22 431	22 431
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	43 899	44 950	44 950
4	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	22 935	22 519	22 519
C=5-6	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	2 744	3 282	3 282
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	6 635	7 169	7 169
6	Proveitos obtidos pela aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA e das tarifas de comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPA	3 892	3 886	3 886
D=A+B+C	Total do Sobrecusto	117 972	127 517	117 396

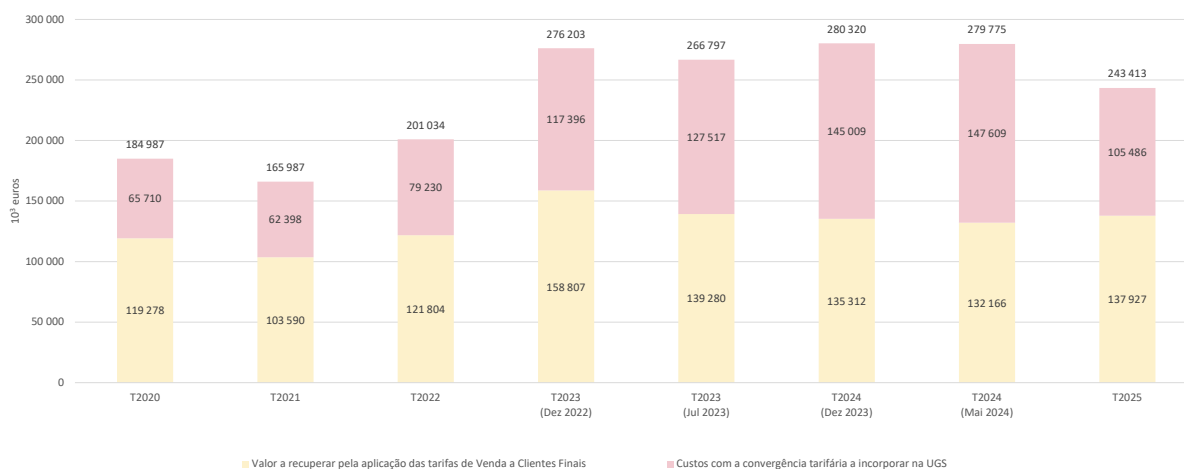
No Quadro 5-102 apresenta-se o sobrecusto por actividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA para o ano de 2025.

Quadro 5-102 - Custo com a convergência tarifária da RAA em 2025

		Tarifas 2024 (Dez 2023)	Tarifas 2024 (Mai 2024)	Tarifas 2025
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR
A=1-2	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	118 167	120 768	82 354
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	226 276	225 731	190 381
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 eléctrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	108 109	104 963	108 028
B=3-4	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	23 276	23 276	21 188
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	46 557	46 557	45 475
4	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	23 281	23 281	24 287
C=5-6	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	3 565	3 565	1 945
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 487	7 487	7 557
6	Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	3 922	3 922	5 612
D=A+B+C	Custo da Convergência Tarifária	145 009	147 609	105 486

A Figura 5-26 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA previstos em tarifas de 2020 a 2025.

Figura 5-26 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2020 a 2025



5.8 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 2025.

5.8.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Na atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS) manteve-se para o período de regulação 2022-2025 a aplicação de um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX¹⁴², enquanto ao nível do CAPEX¹⁴³ se mantém um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual.

¹⁴² Do inglês *operational expenditure*, que corresponde aos custos de exploração, isto é, gastos operacionais deduzidos das amortizações.

¹⁴³ Do inglês *capital expenditure*, que corresponde ao custo com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, aplica-se 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.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema encontra-se no documento [“Parâmetros de Regulação para o Período 2022 a 2025”](#), de dezembro de 2021, e nas Instruções n.º 9/2022 e n.º 3/2023, de 19 de outubro e de 11 de agosto, respetivamente.

5.8.1.1 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 136º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 5-103 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2025, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2024 publicadas em dezembro e na revisão extraordinária publicada em maio de 2024.

Quadro 5-103 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

Unidade: 10 ⁷ EUR					
		Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Mai2024)	Tarifas 2025	Varição (%)
		(1)	(1)	(2)	$(3) = [(2) - ((1) * (5/12) + (1) * (7/12))] / [(1) * (5/12) + (1) * (7/12)]$
1	Custo com capital afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema [(a) + (b) x (c) - (d)]	17 009	17 009	16 142	-5,1%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	11 612	11 612	11 025	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	131 775	131 775	110 089	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,27%	5,27%	5,23%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	1 550	1 550	642	
2	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	29 466	29 466	33 449	13,5%
3	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	32 466	32 466	21 422	-34,0%
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)]	19 165	19 165	20 839	8,7%
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	13 770	13 770	14 100	
f	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	5 395	5 395	6 739	
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)]	96 561	86 047	90 907	0,5%
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	36 110	39 209	31 079	-18,0%
h	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	28 774	21 516	32 532	32,6%
i	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	31 677	25 321	27 297	-2,4%
j	Ajustamento extraordinário relativo a anos anteriores a t-2	-75	-75	0	-
k	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-67 510	-67 510	6 942	-110,3%
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 - j - k	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	251 737	175 818	-31,4%
7	Emissão para a rede (MWh)	922 253	922 253	958 068	3,9%
8 = (6 + k) / 7	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	211,16	199,76	190,76	-6,7%
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social (fixado em Dez t-1)	-3 411	-3 409	-3 538	-
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social (fixado em Jun t)				

Pela análise do quadro, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2025 regista um decréscimo relativamente aos valores considerados nas tarifas para 2024¹⁴⁴. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2025 apresentam, também, uma redução. O decréscimo verificado resulta essencialmente do efeito conjugado de:

- decréscimo do custo com capital;
- acréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM;
- decréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM;
- decréscimo dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE;

¹⁴⁴ Calculado pela ponderação de 5/12 dos valores publicados para 2024 nas tarifas de dezembro de 2024 e de 7/12 dos valores publicados em junho de 2024 para tarifas de 2024.

- acréscimo de outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, aceites pela ERSE;
- inversão do sentido dos ajustamentos de t-2 que passaram de um valor a recuperar pela empresa em 2024 para um valor a devolver aos consumidores em 2025.

O valor da energia elétrica adquirida e o valor dos combustíveis representam, em conjunto, cerca de 65% do total dos proveitos permitidos de 2025 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e cerca de 49% 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 5-104 e na Figura 5-27 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 2025 é superior face ao previsto nas tarifas de 2024¹⁴⁵, e face ao estimado para 2024.

Quadro 5-104 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EEM

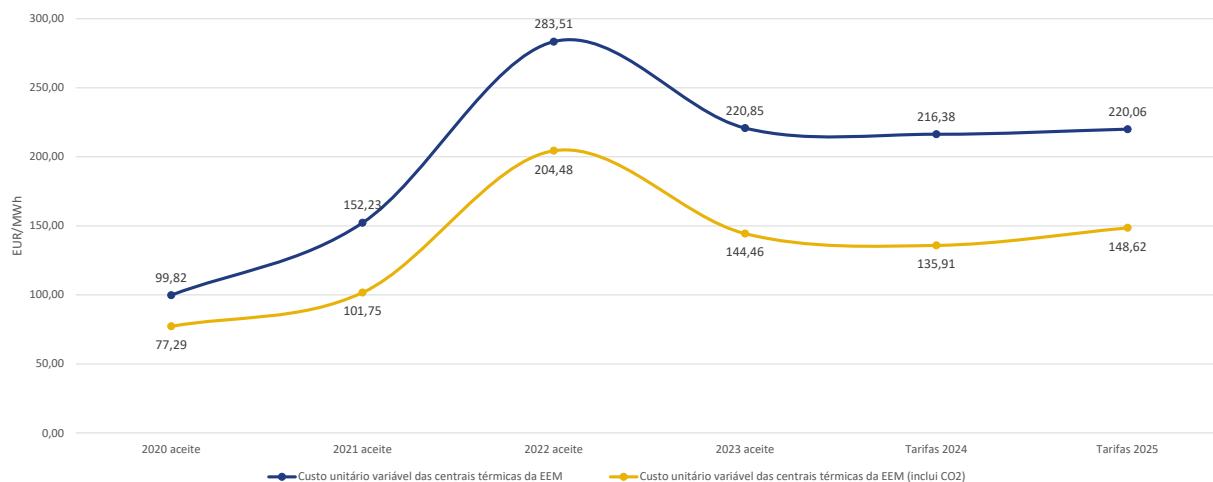
Unidade (*)	2023 real	Tarifas 2024 (Dez2023*5/12 + Mai-1*7/12)	2024 em 2024	Evolução anual %	Tarifas 2025	Evolução anual %		
	(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (não inclui CO ₂)	EUR/MWh	144,5	135,9	139,6	-3%	148,6	9%	6%

Nota: Não inclui custos com licenças de emissão de CO₂.

A Figura 5-27 permite visualizar, para o período 2020 a 2025, 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 2023 e os valores previstos nas tarifas de 2024 e de 2025.

¹⁴⁵ Calculado pela ponderação de 5/12 dos valores publicados para 2024 nas tarifas de dezembro de 2024 e de 7/12 dos valores publicados em junho de 2024 para tarifas de 2024.

Figura 5-27 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EEM (EUR/MWh)



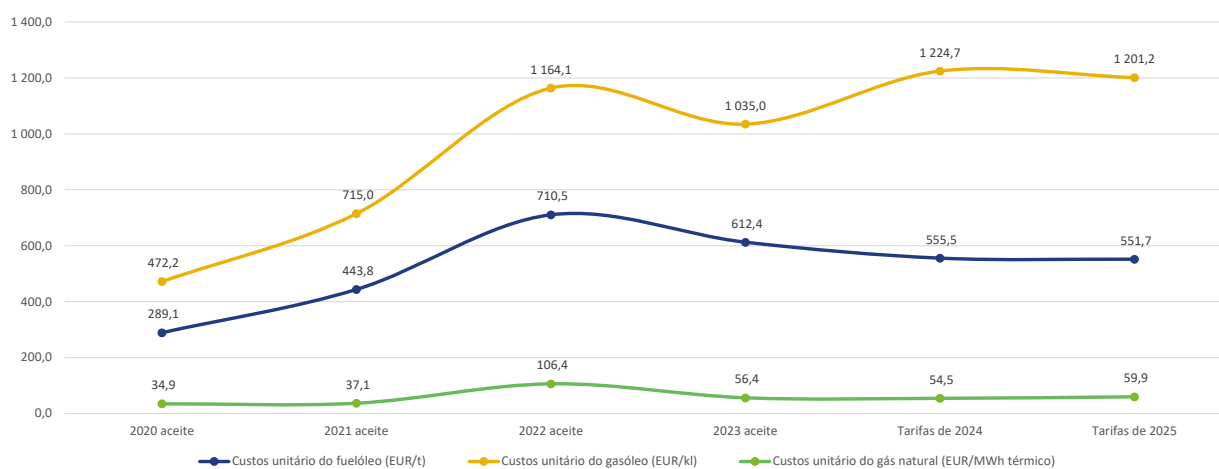
O Quadro 5-105 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAM.

Quadro 5-105 - Custo unitário dos combustíveis

Unidade	2023 aceite	Tarifas 2024 (Dez2023*5/12 + Mai2024*7/12)	2024 em 2024	Evolução anual %	Tarifas 2025	Evolução anual %		
	(1)	(2)	(3)	((3)-(1))/(1)	(4)	((4)-(2))/(2)	((4)-(3))/(3)	
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	612,4	555,5	604,2	-1%	551,7	-1%	-9%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	1 035,0	1 224,7	1 135,4	10%	1 201,2	-2%	6%
Custos unitário do gás natural	(EUR/MWh térmico)	56,4	54,5	50,5	-10%	59,9	10%	19%

A Figura 5-28 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 2020 a 2023 e os previstos nas tarifas de 2024 e de 2025.

Figura 5-28 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



Conforme descrito no ponto 5.7.1.1, 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, tendo os parâmetros definidos no âmbito deste mecanismo para o período de regulação 2022-2025 tido várias revisões excecionais.

Estas revisões excecionais pressupõem um acompanhamento de perto dos impactos económicos dos parâmetros revistos, que poderão levar a uma nova revisão caso gerem desvios desajustados, para cima ou para baixo, face aos valores reais dos custos correspondentes, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 5-106 apresenta os valores previstos aceitar para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2025.

Quadro 5-106 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2025

	Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2025 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2025 (EUR)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1) * (2) + (3) + (4)
Madeira	552,733	48 825		104 550	27 091 545
Porto Santo	531,164	7 507	0		3 987 405
		56 332	0	104 550	31 078 950

O Quadro 5-107 apresenta os valores previstos aceitar com a aquisição de gasóleo, em 2025.

Quadro 5-107 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2025

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização-desconto) EUR/l	Consumo 2025 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2025 EUR
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)
Madeira	1,201	905 471	0	1 087 620
Porto Santo	1,201	1 324 751	0	1 591 244
		2 230 222	0	2 678 864

O Quadro 5-108 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2025. Estes valores foram calculados tendo em conta a indexação do custo do gás natural ao TTF¹⁴⁶.

Quadro 5-108 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2025

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1)	Consumo 2025 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR (3)	Custos eficientes 2025 EUR (1) * (2)
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)
Madeira	58,77	480 445	555 777	28 793 148

Para o cálculo dos custos eficientes com a aquisição de combustíveis a ERSE utilizou, igualmente, os parâmetros e variáveis e constantes do Quadro 5-109.

¹⁴⁶ Title Transfer Facility, Natural Gas Netherlands.

Quadro 5-109 – Parâmetros e outras variáveis utilizadas no cálculo dos custos eficientes com combustíveis

	2023 aceite	2025 previsto
Preço médio Fuel 1% Barge Fob (EUR/ton)	457,76	402,34
Gasóleo Preço Europa (EUR/kl)	894,88	872,29
Biodiesel (EUR/kl)	1 058,78	1 032,05
Custo médio do brent - Platts (EUR/bbl)	79,08	68,79
TTF, Natural Gas Netherlands (EUR/MWh)	40,43	42,85
taxa de câmbio (EUR/USD)	1,0816	1,0720
densidade ton = l	0,8453	

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 2023, a reconhecer em tarifas de 2025, a EEM apresentou essas evidências tendo sido reconhecidos os custos da reserva estratégica de 2023.

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 5-110 - Custos aceites com lubrificantes em 2025

	Custo médio unitário (EUR/kl)	Quantidades (kl)	Custo total anual (EUR)
Óleo	2 301,00	460,54	1 059 696

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 adição sobre as emissões de CO₂, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%, em 2025. Assim, para 2025, 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.

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 2023, a energia adquirida pela empresa à AIE representou cerca de 50% do total de energia adquirida.

O Quadro 5-111 apresenta o custo unitário da energia térmica adquirida em 2023, a estimativa para 2024 e a previsão para 2025. Perspetiva-se que em 2025 o custo unitário seja superior ao custo unitário considerado em tarifas de 2024, mas inferior ao valor que se estima ocorrer nesse ano.

Quadro 5-111 - Custo unitário da energia térmica adquirida à AIE

	Unidade	2023 aceite	Tarifas 2024 (Dez2023*5/12 + Mai2024*7/12)	2024 em 2024	Evolução anual %	Tarifas 2025	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário - adquirida térmica	EUR/MWh	176,0	153,5	178,8	2%	174,2	14%	-3%

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE), estima-se que decresça significativamente nos anos de 2024 e sobretudo em 2025, tal como mostra o Quadro 5-112.

Quadro 5-112 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores em regime especial (PRE)

	Unidade	2023 aceite	Tarifas 2024 (Dez2023*5/12 + Mai2024*7/12)	2024 em 2024	Evolução anual %	Tarifas 2025	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário - adquirida PRE	EUR/MWh	135,5	135,7	109,9	-19%	86,7	-36%	-21%

Prevê-se que em 2025 cerca de 53% da energia elétrica adquirida pela EEM e 33% 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 2023, o custo variável unitário das centrais da EDA aceite no ajustamento (Quadro 5-104) foi superior ao custo unitário da energia elétrica adquirido à PRE (Quadro 5-112).

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 5-113 apresenta a desagregação dos custos de exploração da EEM previsto nas tarifas 2024 e nas tarifas 2025.

Quadro 5-113 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Mai2024)	Tarifas 2025	Variação (%)
		(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) * (5/12) + (1') * (7/12))] / [(1) * (5/12) + (1') * (7/12)]
a	Custos de exploração sujeitos a eficiência	13 770	13 770	14 100	0,6%
b	Custos com a operação e manutenção de equipamentos	5 395	5 395	6 739	6,2%
c = 1 + 2	Custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo, gasóleo e gás natural aceites pela ERSE:	1 518	1 518	1 060	-7,6%
1	Óleos	1 518	1 518	1 060	-7,6%
2	Biogás	0	0	0	-
d	Custos com o CO ₂ aceite pela ERSE	31 677	25 321	27 297	-1,1%
e = a+b+c+d	Custos de exploração aceites	52 360	46 005	49 196	0,0%

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) onde 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.

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 AIE¹⁴⁷ delegou na EEM o direito ao ressarcimento dos custos assumidos com a aquisição de licenças do CO₂ junto do Sistema Elétrico Nacional.

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 2025.

CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

A tarifa social tem o enquadramento legal descrito no ponto 5.4.1.1.5. Nos termos do Despacho n.º 12 371/2024, de 18 de outubro, do Ministério do Ambiente e Energia, foi estabelecido, para 2025, 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.

Os montantes referentes à tarifa social previstos descontar pela EEM em 2025 e os ajustamentos dos montantes descontados em 2023 e 2024 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.

5.8.1.2 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 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

O Quadro 5-114 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2023, a repercutir em 2025. São igualmente apresentados nas secções seguintes os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2023.

¹⁴⁷ *Atlantic Island Electricity*

O desvio em 2023 entre o previsto e o ocorrido é explicado pela grande redução ocorrida ao nível da aquisição de energia aos produtores vinculados e não vinculados ao sistema público da RAM e do CAPEX, por via do decréscimo da base de ativos remunerada apesar de se ter verificado um ligeiro aumento 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 licenças de CO₂. Esta conjugação de fatores originou um desvio positivo, ou seja, um ajustamento a devolver pela empresa.

Quadro 5-114 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

Unidade: 10 ³ EUR					
	2023	Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun 2023)	Variação (10 ³ EUR)	Variação (%)
	(1)	(2)	(2')	(3) = [(1) - ((2) + (2')/2)]	(3) = [(1) - ((2) + (2')/2)] / ((2) + (2')/2)
1	Custo com capital afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema [(a) + (b) x (c) + (d)]				
	17 754	19 547	19 547	-1 793	-9,2%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados				
	12 254	13 955	13 955	-1 702	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações				
	112 486	126 885	126 885	-14 400	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)				
	5,27%	4,75%	4,75%	-	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1				
	-430	-430	-430	0	
2	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM				
	34 857	43 531	43 531	-8 674	
3	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM				
	26 981	33 782	33 782	-6 801	
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)]				
	20 016	17 912	17 912	2 104	11,7%
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				
	13 077	13 077	13 077	0	
f	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE				
	6 940	4 836	4 836	2 104	
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)]				
	106 821	110 644	87 515	7 741	7,8%
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE				
	47 359	46 809	37 635	5 137	
h	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE				
	22 513	33 701	15 846	-2 261	
i	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência				
	36 949	30 134	34 034	4 865	
j	Ajustamento extraordinário relativo a anos anteriores a t-2				
	0	0	0	0	
k	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2				
	-24 581	-24 581	-24 581	0	
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 - J - k	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema				
	231 010	249 997	226 869	-7 423	-3,1%
7	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente				
	139 397				
8 = 7 - 6	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos				
	-91 613				
9	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS				
	105 105				
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				
	-5 601				
12	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread				
	4,369%				
13	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread				
	3,835%				
14 = [8 + 9 + 10 + 11] * [1+(12)/100] * [1+(13)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2				
	8 551				
15	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros				
	-1 610				
16 = 14 + 15	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2				
	6 942				

Notas: Face à publicação de tarifas extraordinárias em 2023, o valor apresentado na linha 9, referente à compensação relativa ao sobrecusto da AGS corresponde à média dos valores publicados para 2023 nas tarifas de dezembro de 2022 e do valor publicado em junho de 2023 para tarifas de 2023, conforme apresentado no Quadro 5-138.

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 5-115 analisa-se a aquisição de energia termoelétrica efetuada à AIE em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O menor valor do custo total da aquisição de energia elétrica face ao previsto resulta do decréscimo do preço médio de aquisição de energia de origem térmica, comparativamente aos valores previstos em tarifas de 2023.

Quadro 5-115 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM

	2023	Tarifas 2023	Desvio (2023-Tarifas 2023)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Térmica (MWh)	198 049	192 000	6 049	3,2%
Preço Médio (EUR/MWh)	176,0	226,7	-50,7	-22,4%
Custo Total (10³ EUR)	34 857	43 531	-8 674	-19,9%

CUSTOS COM AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL (PRE)

O Quadro 5-116 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 2023 com os previstos nas tarifas para 2023.

Quadro 5-116 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores em regime especial (PRE)

	2023	Tarifas 2023	Desvio (2023-Tarifas 2023)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica à PRE (MWh)	199 121	243 913	-44 792	-18,4%
Preço Médio (EUR/MWh)	135,5	138,5	-3,0	-2,2%
Custo Total (10³ EUR)	26 981	33 782	-6 801	-20,1%

As quantidades de energia adquirida à PRE e o respetivo preço médio de aquisição foram inferiores ao previsto. Os dois efeitos resultaram num custo anual de energia adquirida à PRE inferior ao valor previsto em tarifas de 2023.

No Quadro 5-117 é analisada a aquisição de energia elétrica à PRE, desagregando-a por tipo de produção, comparando os valores verificados em 2023 com os valores das tarifas para 2023.

Quadro 5-117 - Aquisição de Energia Elétrica à PRE

	2023					Tarifas 2023					Variação 2023/Tarifas 2023		
	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	194 504	4 617	199 121	26 981	135,5	237 312	6 601	243 913	33 782	138,5	-18,4%	-20,1%	-2,2%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	4 015	0	4 015	519	129,3	4 304	0	4 304	523	121,6	-6,7%	-0,8%	6,3%
Eólica	115 143	685	115 828	10 875	93,9	149 178	1 978	151 156	17 261	114,2	-23,4%	-37,0%	-17,8%
Geotérmica													
Outros	75 346	3 931	79 278	15 587	196,6	83 830	4 623	88 454	15 997	180,9	-10,4%	-2,6%	8,7%
RSU	43 031	0	43 031	4 403	102,3	38 308	0	38 308	3 599	94,0	12,3%	22,3%	8,9%
Fotovoltaica	24 319	3 481	27 800	10 031	360,8	40 451	4 192	44 643	11 448	256,4	-37,7%	-12,4%	40,7%
Microprodução	4 373	410	4 783	862	180,2	4 663	424	5 087	908	178,6	-6,0%	-5,1%	0,9%
Outros	3 624	40	3 664	291	79,4	408	7	415	42	100,8	781,9%	594,9%	-21,2%

CUSTOS COM OS COMBUSTÍVEIS

O Quadro 5-118 permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados, bem como os valores aceites pela ERSE.

Quadro 5-118 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2023 previstos e ocorridos

	Custo total (10 ³ EUR)						
	Aceite ERSE	Previsto tarifas (Dez2022)	Previsto tarifas (Jun2023)	Verificado	Variação		
	(1)	(2)	(2')	(3)	$\frac{[(1) - (3)]}{(3)}$	$\frac{[(1) - ((2) + (2')) / 2]}{[(2) + (2') / 2]}$	$\frac{[(3) - ((2) + (2')) / 2]}{[(2) + (2') / 2]}$
Fuelóleo	47 359	46 809	37 635	46 617	1,6%	12,2%	10,4%
Gasóleo	2 265	3 441	3 239	2 465	-8,1%	-32,2%	-26,2%
Óleo + Amónia + Biofuel	1 582	785	785	1 582	0,0%	101,4%	101,4%
Gás Natural	18 666	29 475	11 822	20 928	-10,8%	-9,6%	1,4%
Total	69 872	80 510	53 482	71 591	-2,4%	4,3%	6,9%

Observa-se que, em 2023, 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 5-119 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2023.

Quadro 5-119 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2023

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2023 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2023 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5) = (1) * (2) + (3) + (4)	(6)	(7) = (5) - (6)
Madeira	613,039	69 832		112 235	42 922 158	42 138 338	783 820
Porto Santo	591,470	7 502	0		4 437 281	4 478 239	-40 958
		77 334	0	112 235	47 359 439	46 616 577	742 862

O Quadro 5-120 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2023.

Quadro 5-120 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2023

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2023 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2023 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)	(5)	(6) = (4) - (5)
Madeira	1,035	1 034 999	0	1 071 217	1 202 071	-130 854
Porto Santo	1,035	1 153 523	0	1 193 889	1 262 930	-69 041
		2 188 522	0	2 265 106	2 465 001	-199 895

O Quadro 5-121 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2023.

Quadro 5-121 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2023

	Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2023 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2023 EUR	Custo real EUR/MWh térmico	Custos não aceites EUR
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) * (2) + (3)	(5)	(6) = (4) - (5)
Madeira	54,67	331 159	562 140	18 665 929	20 927 636	-2 261 708

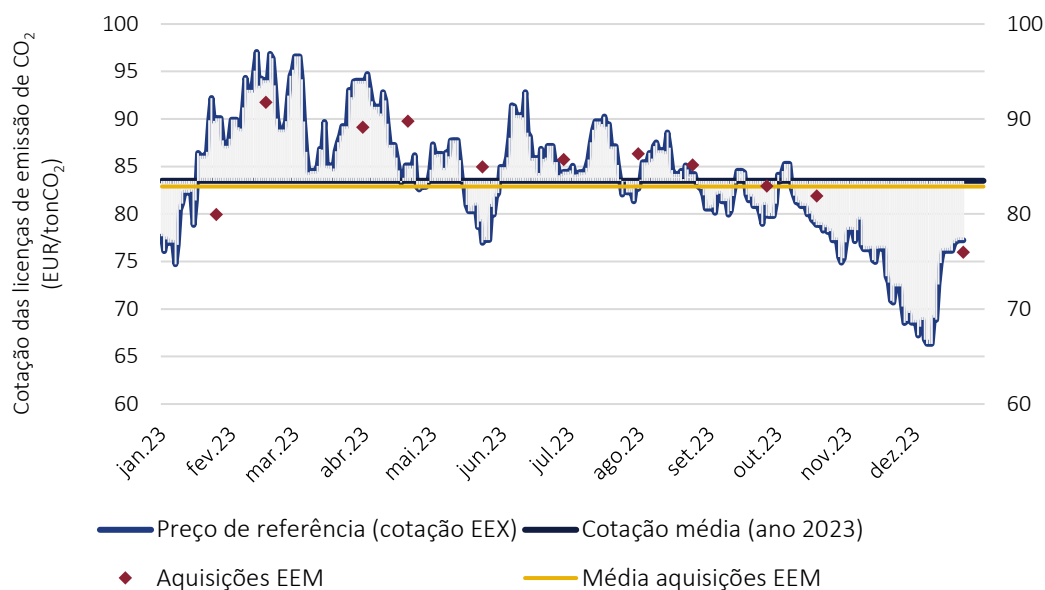
LICENÇAS DE CO₂

Em 2023, as emissões verificadas para o conjunto das centrais termoelétricas geridas (direta ou indiretamente) pela EEM (Vitória, Porto Santo e Caniçal) corresponderam a 442 317 toneladas de CO₂, das quais 131 316 foram adquiridas licenças pela EEM, em virtude da necessidade da AIE¹⁴⁸ adquirir as licenças de emissão de CO₂ necessárias para cobrir as suas emissões de CO₂ referentes à central termoelétrica do Caniçal.

No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças de emissão de CO₂ correspondentes a 442 mil toneladas de CO₂, o que significou um grau de cobertura das emissões de cerca de 110%. O custo global das licenças adquiridas, no ano de 2023, orçou-se em 40,289 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 82,9 EUR/ton_{CO2}.

¹⁴⁸ Atlantic Island Electricity

Figura 5-29 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAM, 2023



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EEM, em 2023, foi inferior à cotação média em mercado secundário em 0,59 EUR/tonCO₂. Assim, o custo global de aquisição foi cerca de 260,97 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 2023, 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 40,3 milhões de euros, o que corresponde a 0,1 EUR/tonCO₂ muito acima do valor de referência de 0,005 EUR/tonCO₂.

Em termos globais, para a EEM, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2023, de 36,929 milhões de euros (442 317 toneladas valorizadas a 83,49 EUR/tonCO₂), a que acrescem 2 212 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 2023 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 5/2023 da ERSE, é de 36 948 758 euros, o 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 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021, 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 5-122 apresenta-se o cálculo do ajustamento resultante da convergência tarifária na RAM referente a 2023.

Quadro 5-122 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

		Unidade: 10 ³ EUR
		2023
1	Proveitos obtidos pela EEM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes finais da RAM	164 270
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	139 397
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.	26 399
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAM das tarifas de Comercialização	4 075
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	-5 601

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O quadro infra apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 5-123 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	2023 (1)	Tarifas 2023 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	21 273	47 498	-55,2%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	539 824	560 546	
Investimento Direto	2 286	23 075	
Transferências para Exploração	12 082	7 086	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	554 192	590 708	-6,2%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	378 943	380 592	
Amortizações do Exercício	14 795	18 274	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (4)	393 738	398 866	-1,3%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	45 753	54 237	
Comparticipações do ano	7 399	13 870	
Amortização do ano	2 541	4 319	
Saldo Final (6)	50 611	63 788	-20,7%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2022 (7) = (1) - (3) - (5)	115 128	125 717	-8,4%
Valor de 2023 (8) = (2) - (4) - (6)	109 843	128 053	-14,2%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	112 486	126 885	-11,3%

O desvio verificado entre o valor final dos ativos, previsto e real de 2023, decorreu essencialmente do menor valor de ativo transitado do ano de 2022, bem como ao menor volume de investimento que acresceu à base de ativos remunerada (investimento direto + transferências para exploração). 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 143.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro, 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 2023 e o desconto efetivamente concedido pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM em 2023, de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-124 - Ajustamento da tarifa social

		10 ³ EUR
		2023
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Dez2022)	3 530
A'	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2 (fixado em Jul2023)	3 431
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2	3 307
C = ((A + A') / 2) - 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
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	173
		140
i_{t-2}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	4,369%
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	3,835%
E = C x (1 + i_{t-2}) x (1 + i_{t-1}) - [D x (1 + 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
		48

5.8.1.2.1 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2025 incluem, também, um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2024, que conforme previsto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário em vigor, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2024. O valor total a devolver ao sistema decorre do efeito conjugado de decréscimo ao nível do valor médio dos ativos fixos e da taxa de remuneração, e do acréscimo verificado ao nível das amortizações. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2025 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-125.

Quadro 5-125 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

		Unid: 10 ³ EUR		
AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2024	2024 em 2024	Tarifas 2025
1	Amortização dos ativos fixos	11 612	12 290	
2	Valor médio dos ativos fixos	131 775	108 044	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,27%	5,23%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	18 559	17 941	
B= A (Tarifas 2024) - A (2024 em 2024)				618
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			3,835%
D=B*(1+C)				642

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 138.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2024 e o desconto estimado conceder pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM em 2024 de acordo com a análise apresentada no quadro seguinte.

Quadro 5-126 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 ⁹ EUR
		2024
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1 (fixado em Dez2023)	3 411
A'	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1 (fixado em Jul2024)	3 409
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	3 454
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-1, por aplicação da tarifa social		-44
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	3,835%
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		-46

5.8.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação 2022-2025 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 2022 a 2025](#)», de dezembro de 2021.

5.8.2.1 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 139.º do Regulamento Tarifário em vigor. O quadro infra apresenta os valores considerados no cálculo dos proveitos permitidos para 2025, comparando-os com os considerados nas tarifas para 2024.

Quadro 5-127 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2024	Tarifas 2025	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)]	14 325	14 463	1,0%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	9 153	9 416	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	97 570	101 853	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,57%	5,53%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	265	586	
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)]	5 322	5 470	2,8%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 604	2 654	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 718	2 816	
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/kWh)	0,00596	0,00608	
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	229 146	238 294	
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	3,98277	4,05842	
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	339	337	
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	-188	-46	
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	19 835	19 979	0,7%
6	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) - (m)]	12 638	11 260	-10,9%
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	8 515	7 971	
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	62 270	63 252	
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,57%	5,53%	
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-653	210	
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)]	12 473	12 890	3,3%
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 082	6 198	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 391	6 692	
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/kWh)	0,00529	0,00539	
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	618 518	643 197	
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,02151	0,02192	
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	145 115	147 282	
8	Rendas de concessão dos municípios em BT	8 448	8 128	
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	562	774	
11 = 6 + 7 + 8 + 9 - 10	Proveitos Permitidos em BT	32 997	31 504	-4,5%
12 = 5 + 11	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 831	51 483	-2,6%
13	Energia Distribuída (MWh)	847 664	881 491	4,0%
14 = (12 + 4 + 10) / 13 * 1000	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	62,8	59,2	-5,6%

A análise do quadro evidencia um decréscimo do nível dos proveitos permitidos em 2025 face aos valores aceites nas tarifas para 2024.

Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta um decréscimo mais acentuado. Esta evolução deve-se essencialmente ao decréscimo verificado no valor médio do ativo afeto à atividade de distribuição em BT, com impacte ao nível do custo com capital.

O detalhe dos valores que constituem a base de custos do OPEX poderá ser consultado no documento de [«Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025»](#), de dezembro de 2021.

Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, determina que a integração nas infraestruturas das redes inteligentes deve ocorrer até ao final de 2024 para a totalidade dos clientes finais. Este novo enquadramento legal levou a ERSE a revogar o Regulamento n.º 610/2019 e a publicar o Regulamento n.º 817/2023, de 27 de julho¹⁴⁹, relativo aos Serviços das Redes Inteligentes, que passou a contemplar o incentivo à inovação e novos serviços nas instalações em BT (INS). Os parâmetros adotados para este incentivo para o atual período regulatório são apresentados no documento [«Parâmetros de Regulação para o período 2022-2025»](#), de dezembro de 2021.

A componente de custo que apresenta maior subida é o das rendas de concessão dos municípios, cuja evolução está parcialmente indexada à variação do IPC. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 6.3.

5.8.2.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) é calculado de acordo com o n.º 5 do artigo 144.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

No Quadro 5-128 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2023, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2023, por nível de tensão.

¹⁴⁹ https://www.erse.pt/media/0fvvpv2by/rsri_reg817_2023.pdf.

Em MT o custo com capital foi menor do que o previsto em tarifas de 2023, enquanto em BT verificou-se o inverso. 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. O valor apurado do ajustamento é um montante a devolver pela empresa.

Quadro 5-128 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		2023	Tarifas 2023	Variação (%)
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]	13 965	14 395	-3,0%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	8 691	9 212	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	94 448	102 517	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,57%	5,05%	
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	10	10	
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)]	5 092	5 016	1,5%
d	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 485	2 485	
	Componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 607	2 531	
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,00569	0,00569	
f	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	235 192	218 637	
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	3,80035	3,80035	
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	334	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	861	861	
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	18 196	18 551	-1,9%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	2 387		
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	16 021		
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	4,369%		
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	3,835%		
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	230		
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-276		
13 = 11 + 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	-46		

Quadro 5-130 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (cont.)

Unidade: 10³ EUR

		2023	Tarifas 2023	Variação (%)
14	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k) + (i')]	11 503	11 113	3,5%
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 740	7 562	
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	56 722	58 443	
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,57%	5,05%	
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	603	603	
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) * (n) + (o) * (p)]	11 921	11 839	0,7%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 804	5 804	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 118	6 035	
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,00504	0,00504	
n	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	621 136	614 329	
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,02052	0,02052	
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	145 427	143 090	
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	7 560	8 046	
17	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	58	0	
18	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	408	408	
19 = 14 + 15 + 16 + 17 - 18	Proveitos Permitidos em BT	30 635	30 591	0,1%
20	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	24 012		
21	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	6 711		
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	4,369%		
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	3,835%		
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	96		
27	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	678		
28 = 26 + 27	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	774		
29 = 13 + 28	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2	728		

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 integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Neste sentido, para efeitos do cálculo tarifário de 2025 foi considerado o valor desse incentivo¹⁵⁰ ao nível do ajustamento de 2023.

ENERGIA ENTREGUE PELA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

O Quadro 5-129 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2023 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 5-129 - Energia entregue pelas redes de distribuição

Unidade: MWh

	2023	Tarifas 2023	Desvio (2023-Tarifas 2023)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	235 192	218 637	16 555	7,6%
Fornecimentos BT	621 136	614 329	6 806	1,1%
Total	856 327	832 966	23 361	2,8%

AMORTIZAÇÕES E VALOR MÉDIO DOS ATIVOS A REMUNERAR

O Quadro 5-130 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

¹⁵⁰ Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência.

Quadro 5-130 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 103 EUR

	2023 (1)	Tarifas 2023 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	17 005	38 077	-55,3%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	481 417	490 329	
Investimento Directo	11 042	23 183	
Transferências para Exploração	4 134	2 088	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	496 593	515 599	-3,7%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	321 678	322 083	
Amortizações do Exercício	17 168	18 012	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (4)	338 846	340 095	-0,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	7 941	10 163	
Comparticipações do ano	0	2 742	
Amortização do ano	737	1 238	
Saldo Final (6)	7 204	11 667	-38,3%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2022 (7) = (1) - (3) - (5)	151 798	158 082	-4,0%
Valor de 2023 (8) = (2) - (4) - (6)	150 542	163 837	-8,1%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	151 170	160 959	-6,1%

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2023 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas, dando continuidade à tendência verificada nos anos anteriores, onde o valor previsto para o investimento na atividade de distribuição foi superior ao valor realizado.

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 2023, conclui-se que entraram em exploração projetos alocados ao nível de tensão em MT num total de aproximadamente 5,2 milhões de euros de investimento, a custos totais, nas suas redes de transporte e distribuição em AT e MT, valor este abaixo do montante aprovado em sede de PDIRTD-RAM 2021, de 10,7 M€.

5.8.2.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2025 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2024, que conforme previsto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário em vigor, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2024. O valor total a devolver pela empresa decorre do decréscimo da taxa de remuneração, a par do decréscimo dos ativos e das respetivas amortizações em MT e em BT. Assim, o cálculo do valor incluído nas tarifas de 2025 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-131.

Quadro 5-131 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Unidade: 10³ EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2024	2024 em 2024	Tarifas 2025
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	9 153	8 876	
2	Valor médio dos ativos fixos	97 570	93 107	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,57%	5,53%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 590	14 025	
B= A (Tarifas 2024) - A (2024 em 2024)	Ajustamento sem juros			565
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			3,835%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			586
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	8 515	8 468	
2	Valor médio dos ativos fixos	62 270	59 936	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,57%	5,53%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	11 985	11 783	
B= A (Tarifas 2024) - A (2024 em 2024)	Ajustamento sem juros			202
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			3,835%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			210

5.8.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação iniciado em 2022 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 2022 a 2025](#)», de dezembro de 2021.

5.8.3.1 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 140º do Regulamento Tarifário em vigor.

O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2025, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2024.

Quadro 5-132 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2024	Tarifas 2025	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)]	100	92	-8,4%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	65	69	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	347	350	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,57%	5,53%	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-15	-3	
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)]	488	493	1,1%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	240	243	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	248	250	
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	0,73193	0,74217	
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	339	337	
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	-53	
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos permitidos em MT	663	638	-3,9%
6	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) - (k)]	901	825	-8,4%
h	Amortizações do ativo afecto fixo à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	589	624	
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	3 124	3 147	
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,57%	5,53%	
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-138	-27	
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)]	4 371	4 466	2,2%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 158	2 188	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 214	2 278	
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,01526	0,01547	
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	145 115	147 282	
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-1	7	
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-65	-180	
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos permitidos em BT	5 337	5 478	2,6%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 000	6 116	1,9%
12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/cliente)	40,3	39,9	-1,1%

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2025 apresenta um ligeiro acréscimo face aos valores aceites nas tarifas para 2024.

Registe-se que a grande maioria dos proveitos permitidos diz respeito aos custos de exploração.

5.8.3.2 AJUSTAMENTOS

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 5 do artigo 45º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

O Quadro 5-133 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2023 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 2023.

Quadro 5-133 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2023	Tarifas 2023	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')]	84	70	20,8%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	64	54	
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	307	257	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,57%	5,05%	
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	3	3	
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)]	464	467	-0,7%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	230	230	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	234	238	
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,70176	0,70176	
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	334	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	85	85	
5 = 1+2+3-4	Proveitos Permitidos em MT	463	452	2,4%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	236		
7	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	163		
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	4,369%		
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	3,835%		
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	-69		
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	16		
13 = 11 + 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2	-53		
14	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]	760	630	20,8%
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	579	485	
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 767	2 310	
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,57%	5,05%	
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	28	28	
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)]	4 196	4 162	0,8%
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 069	2 069	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	2 127	2 093	
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,01463	0,01463	
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	145 427	143 090	
16	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	-1	
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	55	55	
18	Proveitos Permitidos em BT	4 901	4 735	3,5%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	3 839		
20	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	764		
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	4,369%		
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	3,835%		
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	-323		
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	143		
26 = 24 + 25	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	-180		
27 = 13 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2	-233		

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 5-134 apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2023 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 5-134 - Número médio de clientes

	2023	Tarifas 2023	Desvio (2023-Tarifas 2023)	
			Valor	%
Cientes MT	334	339	-5	-1,5%
Cientes BT	145 427	143 090	2 336	1,6%
TOTAL	145 760	143 429	2 332	1,6%

5.8.3.2.1 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2025 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2024, que conforme previsto no artigo 150.º do Regulamento Tarifário em vigor, é determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2024. O valor total a receber pela empresa decorre do acréscimo das amortizações do exercício. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2025 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 5-135.

Quadro 5-135 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Unid: 10³ EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2024	2024 em 2024	Tarifas 2025
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	65	68	
2	Valor médio dos ativos fixos	347	348	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,57%	5,53%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	85	88	
B= A (Tarifas 2024) - A (2024 em 2024)	Ajustamento sem juros			-3
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			3,835%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-3
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	589	616	
2	Valor médio dos ativos fixos	3 124	3 128	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,57%	5,53%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	763	789	
B= A (Tarifas 2024) - A (2024 em 2024)	Ajustamento sem juros			-26
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			3,835%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-27

5.8.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da empresa responsável pela rede elétrica na RAM para 2024 é apresentado no Quadro 5-136. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2024 em dezembro de 2023 e as tarifas para 2024 resultantes da revisão extraordinária efetuada em junho de 2024.

Quadro 5-136 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Jul 2024)	Tarifas 2025	Variação (%)
	(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) * (5/12) + (1') * (7/12))] / [(1) * (5/12) + (1') * (7/12)]
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	251 737	175 818	-31,4%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 831	52 831	51 483	-2,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 000	6 000	6 116	1,9%
Proveitos permitidos da EEM	321 083	310 569	233 417	-25,9%

Nota: os proveitos permitidos de 2024 correspondem à ponderação entre os valores constantes das colunas (1) e (1') na razão de 5/12 da coluna (1) e 7/12 da coluna (1').

Os proveitos permitidos da EEM para 2025 apresentam um decréscimo face aos valores de 2024. Em termos absolutos esta variação resulta essencialmente da redução ocorrida ao nível de proveitos da atividade da AGS, particularmente pelo decréscimo da aquisição de energia em 2025 e pela inversão do sentido dos ajustamentos de t-2 que passaram de um valor bastante elevado a receber pela empresa.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos de 2025 da EEM apresentam, também, um decréscimo em relação aos valores de 2024, mas de menor dimensão.

Quadro 5-137 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas2024 (Jun 2024)	Tarifas 2025	Varição (%)
	(1)	(1')	(2)	(3) = [(2) - ((1) * (5/12) + (1') * (7/12))] / [(1) * (5/12) + (1') * (7/12)]
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	194 741	184 228	182 760	-3,1%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	53 206	53 206	52 211	-1,9%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 859	5 859	5 883	0,4%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)	253 806	243 292	240 854	-2,8%

Nota: os proveitos permitidos de 2024 correspondem à ponderação entre os valores constantes das colunas (1) e (1') na razão de 5/12 da coluna (1) e 7/12 da coluna (1').

5.8.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 5-138 apresenta-se o sobrecusto por atividade da empresa responsável pela rede elétrica na RAM, relativo ao ano de 2023.

Quadro 5-138 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2023

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2023 (Dez2022)	Tarifas 2023 (Jun2023)	2023
A = 1 - 2	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	105 854	104 357	91 613
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	249 997	226 869	231 010
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	144 144	122 512	139 397
B = 3 - 4	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	22 732	22 732	22 373
3	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	49 142	49 142	48 773
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	26 410	26 410	26 399
C = 5 - 6	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	927	927	1 289
5	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 188	5 188	5 364
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	4 260	4 260	4 075
D = A + B + C	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	129 513	128 016	115 276

No Quadro 5-139 é apresentado o sobrecusto por atividade da empresa responsável pela rede elétrica na RAM para 2025.

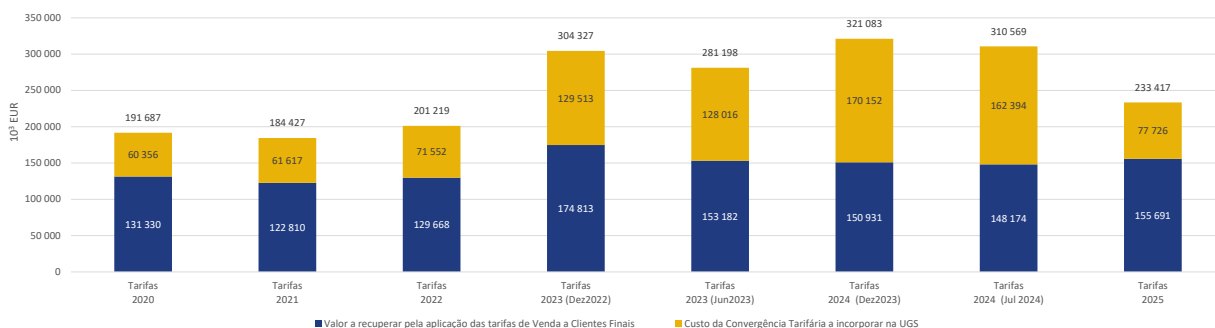
Quadro 5-139 - Custo com a convergência tarifária da RAM em 2025

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2024 (Dez2023)	Tarifas 2024 (Jun2024)	Tarifas 2025
A = 1 - 2	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	142 983	135 225	55 202
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	251 737	175 818
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	119 269	116 512	120 616
B = 3 - 4	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	25 619	25 619	22 973
3	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 831	52 831	51 483
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	27 212	27 212	28 510
C = 5 - 6	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	1 550	1 550	-449
5	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 000	6 000	6 116
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	4 450	4 450	6 565
D = A + B + C	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	170 152	162 394	77 726

A Figura 5-30 apresenta a evolução os proveitos permitidos da EEM previstos para cada ano.

Figura 5-30 - 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 2025 os custos com a convergência tarifária baixam significativamente, aproximando-se do valor registado em 2022. 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, prevê-se que decresçam em 2025.

6 ANÁLISES COMPLEMENTARES

6.1 AÇÕES DE FISCALIZAÇÃO DESENVOLVIDAS

A complexidade das estruturas empresariais e organizacionais funcionais das empresas que desenvolvem as atividades reguladas decorre da sua inserção em grupos económicos e de diferentes opções em termos de alocação dos recursos humanos, no seu organograma, ao desenvolvimento das atividades reguladas. Assim, esta complexidade leva a uma necessidade de a ERSE recorrer a elementos e processos adicionais de recolha de informação para obter um conhecimento mais detalhado das atividades reguladas, além dos que decorrem do reporte periódico efetuado pelas empresas para efeitos regulatórios. Este conhecimento é essencial para o acompanhamento dos custos e a monitorização do desempenho das empresas reguladas e uma peça fundamental no cumprimento das atribuições da ERSE, enquanto regulador setorial.

Neste contexto, em 2024, tal como previsto no regulamento tarifário em vigor, a ERSE desenvolveu procedimentos complementares com vista a obter uma avaliação e informação detalhada em duas áreas de grande relevância económica para as empresas que desenvolvem as atividades reguladas. Especificamente, no âmbito das operações intragrupo e nos procedimentos de capitalização de gastos nos montantes dos ativos que decorrem das ações de investimento, em particular, dos ativos desenvolvidos pelas próprias entidades.

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, 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. Em particular, estes grupos têm vindo a desenvolver processos de reestruturação, que têm conduzido à criação de estruturas organizacionais formadas por empresas localizadas nas atividades operacionais referentes às áreas de negócios principais e por empresas que desenvolvem atividades de suporte, acessórias e complementares a essas áreas.

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 subsidiação cruzadas entre essas atividades em desfavor dos consumidores. Esta situação fez emergir a necessidade de a ERSE implementar procedimentos para obtenção de informação mais detalhada sobre as atividades. Para este efeito, a partir de 2013, entre outros procedimentos, a ERSE iniciou o processo de análise interna dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT).

Adicionalmente, a ERSE mantém um processo de realização de auditorias e ações de fiscalização que complementam as auditorias regulares que suportam a informação económica e financeira reportada no processo de definição das tarifas a enviar à ERSE nos termos do Regulamento Tarifário.

Neste contexto da monitorização das operações intragrupo salienta-se o facto de a ERSE ter realizado, desde 2014, auditorias com recurso a entidades independentes externas a todos os Grupos Económicos que incluem operadores de atividades reguladas no setor elétrico e do setor do gás. Tendo presente a pertinência deste procedimento e que já decorreu um período de 10 anos, após a realização das primeiras auditorias, a ERSE iniciou novos processos de auditoria nesses grupos. Neste âmbito, destaca-se a realização, em 2024, da auditoria às operações intragrupo das empresas reguladas do Grupo REN.

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). Esta materialidade resulta dos custos económicos associados a esses investimentos e que a sua recuperação tem fortes impactos económicos no curto e no longo prazo. 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), 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.

Recorde-se que 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 e no contexto de monitorização económica dos investimentos realizados pelas empresas reguladas, 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, para complementar a análise da informação reportada, em 2024, a ERSE está a realizar ações de fiscalização às duas empresas que operam as infraestruturas de transporte e de distribuição de energia elétrica em Portugal Continental.

Ao contrário dos custos primários dos ativos, normalmente facilmente determináveis por, recorrentemente, serem suportados numa operação de aquisição de recursos a uma entidade externa, 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 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.

6.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

6.2.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos dos números 3 e 4 do artigo 181.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a ERSE deverá definir, anualmente, custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente. Para a concretização desta obrigação legal, a ERSE, implementou um processo de recolha de informação anual sobre a atividade de comercialização de energia através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás natural, e do qual resulta a publicação anual da matriz de custos de referência para a atividade de comercialização de energia.

A presente análise atualiza a efetuada no início do período de regulação, que permitiu sustentar a definição dos parâmetros da atividade de comercialização e, conseqüentemente, os proveitos permitidos dessa atividade, para o período compreendido entre 2022 e 2025.

A fundamentação teórica da metodologia de aferição dos custos de referência está detalhada no documento de definição de “Parâmetros de Regulação para o período 2022-2025” do setor elétrico¹⁵¹.

Neste exercício obtiveram-se dados de 54 comercializadores que caracterizam a atividade de comercialização durante o ano de 2023 e que foram integrados na base dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Deste modo, o presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2013 a 2023, resultando numa amostra inicial de 424 observações.

6.2.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS E A DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

O Quadro 6-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (2013 a 2023) para três indicadores: pontos de entrega, custos totais operacionais da atividade de exploração (a preços constantes de 2023) e o custo operacional unitário por ponto de entrega (a preços constantes de 2024). Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 6-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2023

Pontos de Entrega (#)			Gastos Totais (€)			Gasto Unitário por Ponto de Entrega		
Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores
1%	223	4	1%	18 631	1 982	1%	14,42	12,95
5%	1 078	29	5%	70 662	6 692	5%	22,47	13,34
10%	1 792	79	10%	105 182	13 347	10%	28,35	13,71
25%	3 365	223	25%	261 631	18 631	25%	39,07	14,42
50%	10 660	Maiores	50%	1 107 546	Maiores	50%	61,59	Maiores
75%	125 082	4 101 497	75%	6 049 198	188 411 164	75%	123,64	627,49
90%	512 726	4 108 411	90%	26 629 993	276 451 491	90%	261,67	642,46
95%	995 449	4 129 827	95%	36 290 262	349 423 622	95%	439,47	655,30
99%	4 101 497	4 464 006	99%	188 411 164	363 864 201	99%	627,49	660,00
Média	229 653	Observações	Média	11 500 000	Observações	Média	110,57	Observações
Desvio Padrão	703 113	341	Desvio Padrão	38 300 000	341	Desvio Padrão	127,77	341

Fonte: ERSE

Tal como referido em anteriores análises, a avaliação preliminar aos dados da amostra inicial permitiu identificar um conjunto de empresas pertencentes a grupos económicos, cuja estrutura de gastos resultava de um processo de decisão ao nível do grupo económico em detrimento de opções individuais ou de características distintas entre elas. Nestes casos, tem-se optado por considerar na amostra uma única entidade, isto é, a entidade em análise passa a ser o grupo e não as empresas individualmente. Este

¹⁵¹ Documento de “[Parâmetros de Regulação para o período 2022-2025](#)”

procedimento tem permitido produzir uma informação mais robusta e mais fidedigna do desempenho destas empresas. Este processo levou à redução da amostra final, apresentando-se essa análise descritiva no Quadro 6-2.

Quadro 6-2- Análise Descritiva da Amostra – Empresas / Grupos Económicos – 2013 a 2023

Percentil	Pontos de Entrega (#)		Percentil	Gastos Totais (€)		Percentil	Gasto Unitário por Ponto de Entrega	
	Valor	Menores		Valor	Menores		Valor	Menores
1%	79	4	1%	13 347	1 982	1%	13,71	12,95
5%	671	29	5%	85 292	6 692	5%	20,88	13,34
10%	1 532	79	10%	139 930	13 347	10%	26,66	13,71
25%	3 346	223	25%	372 048	18 631	25%	43,27	14,55
50%	13 599	Maiores	50%	1 754 008	Maiores	50%	68,74	Maiores
75%	178 691	4 101 497	75%	11 234 565	188 411 164	75%	142,06	620,12
90%	604 087	4 108 411	90%	31 360 623	276 451 491	90%	288,64	627,49
95%	1 536 179	4 129 827	95%	50 173 286	349 423 622	95%	483,29	642,46
99%	4 108 411	4 464 006	99%	276 451 491	363 864 201	99%	627,49	655,30
Média	304 715	Observações	Média	15 300 000	Observações	Média	124,75	Observações
Desvio Padrão	797 925	257	Desvio Padrão	43 500 000	257	Desvio Padrão	135,60	257

Fonte: ERSE

Na presente secção procura-se analisar a diversidade de perfis na atividade de comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e de gás natural. Em linha com o efetuado em análises anteriores, esta análise é realizada tendo em conta as seguintes três características diferenciadoras¹⁵²:

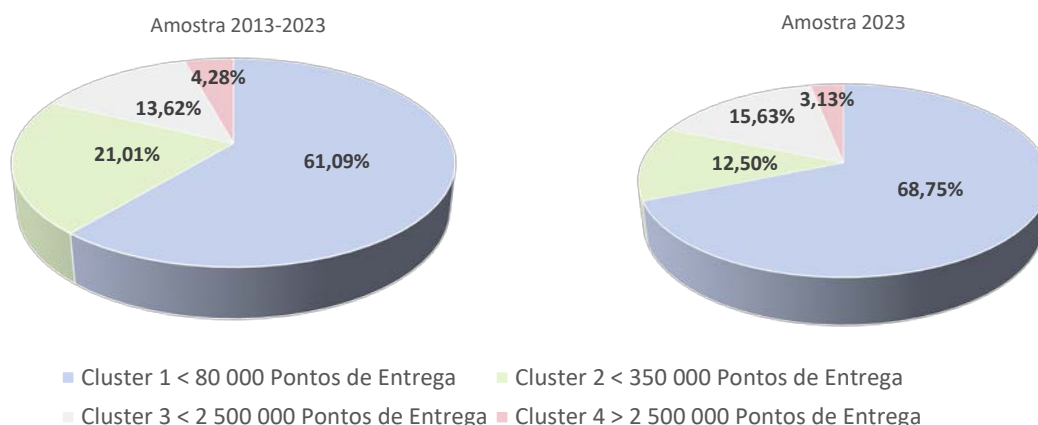
- **dimensão** – medida pelo número de pontos de entrega reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2023;
- **segmento de negócio** – atividade só no setor do gás natural; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores;
- **enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada.

DIMENSÃO

A Figura 6-1 apresenta a caracterização, em termos do número de pontos de entrega, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia de análise de *clusters*.

¹⁵² No documento de “Parâmetros de Regulação para o período 2022-2025” fundamenta-se a escolha destes três fatores ou características e as metodologias de análise utilizadas para cada uma.

Figura 6-1 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão



Fonte: ERSE

Além do menor número de operadores existentes no início do período em análise, as diferenças apresentadas entre o peso dos *clusters* na amostra resultam de os dados históricos continuarem a refletir uma predominância das empresas reguladas e das primeiras empresas de mercado ligadas a grandes grupos económicos. Os dados para o ano 2023 refletem o maior peso dos novos operadores de menor dimensão.

O Quadro 6-3 apresenta a análise descritiva dos diferentes clusters para os três indicadores escolhidos. Da análise aos resultados, realça-se a manutenção da relação inversa entre a dimensão e o custo unitário que já tinha sido observada em anos anteriores e que indicia existirem fortes economias de escala, como já tinha sido referenciado no passado.

Quadro 6-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4
Pontos de Entrega	Média	10 117	175 780	730 175	3 788 647
	Desvio Padrão	14 620	67 167	397 972	543 970
	Mínimo	4	77 110	359 510	2 538 819
	Máximo	70 287	333 378	2 125 324	4 464 006
Gastos Operacionais	Média	1 111 111	11 512 621	29 583 657	190 516 219
	Desvio Padrão	1 724 392	8 048 085	12 093 590	99 700 459
	Mínimo	1 982	2 034 902	8 307 187	50 173 286
	Máximo	12 255 723	37 227 782	81 740 037	363 864 201
Gasto Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	165	73	49	49
	Desvio Padrão	155	70	26	23
	Mínimo	13	17	13	16
	Máximo	655	457	119	97

Fonte: ERSE

SETOR DE ATIVIDADE

O Quadro 6-4 apresenta uma análise descritiva por setor de atividade recorrendo aos três indicadores escolhidos. Os resultados obtidos este ano voltam a indicar a existência de economias de gama nas empresas que atuam em simultâneo nos setores elétrico e do gás. O número de entradas de novas empresas e a maturidade das empresas num dado segmento pode impactar no valor do custo unitário apresentado pelo mesmo. Um número significativo de novas entradas pode implicar um maior custo unitário por estas empresas ainda estarem numa fase de arranque e/ou serem de menor dimensão. À medida que vão obtendo uma maior maturidade e dimensão pode ocorrer a obtenção de escala e de aprendizagem.

As empresas que atuam unicamente no segmento do gás têm apresentado um gasto médio por ponto de entrega significativamente inferior ao apresentado pelas empresas que operam no segmento da eletricidade ou em ambos os segmentos. No entanto, deve-se ressaltar que a maioria dos novos operadores que integraram a amostra nos últimos dois anos foram para estes dois últimos grupos ou categorias. Adicionalmente, também se deverá realçar que a presente amostra, no que concerne às empresas a atuar exclusivamente no segmento do gás, inclui apenas empresas do mercado regulado e integradas em grandes grupos económicos.

Quadro 6-4 - Análise descritiva por setor de atividade

		Eletricidade	Gás	Ambos
Pontos de Entrega	Média	136 465	117 671	603 666
	Desvio Padrão	424 636	147 578	1 165 146
	Mínimo	4	1 866	1 183
	Máximo	3 163 481	652 642	4 464 006
Gastos Operacionais	Média	3 614 047	7 580 120	33 993 235
	Desvio Padrão	7 290 894	9 444 979	67 469 358
	Mínimo	1 982	98 966	81 845
	Máximo	50 173 286	35 261 965	363 864 201
Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	143	80	117
	Desvio Padrão	153	87	121
	Mínimo	13	13	17
	Máximo	655	457	607

Fonte: ERSE

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente

referido. As primeiras, além de um maior número médio de pontos de entrega, apresentam um gasto médio por ponto de entrega significativamente mais baixo.

Quadro 6-5 - Análise descritiva por enquadramento regulatório

		Não Regulado	Regulado
Pontos de Entrega	Média	299 669	319 318
	Desvio Padrão	868 643	549 257
	Mínimo	4	1 866
	Máximo	4 464 006	3 163 481
Gastos Operacionais	Média	17 082 519	10 067 747
	Desvio Padrão	50 073 507	10 145 997
	Mínimo	1 982	98 966
	Máximo	363 864 201	457
Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)	Média	146	62
	Desvio Padrão	146	68
	Mínimo	17	13
	Máximo	655	457

Fonte: ERSE

6.2.3 MATRIZ DE CUSTOS MÉDIOS DE REFERÊNCIA

Tal como nos exercícios anteriores, a apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou a ambos, e seguindo as mesmas metodologias. Os resultados da análise econométrica dos fatores determinantes dos perfis de atividade voltaram a validar a dimensão como fator determinante para o processo de aferição dos custos de referência da atividade de comercialização, mantendo-se, num primeiro momento, a aplicação da metodologia de análise de cluster para a identificação de grupos homogêneos de comercializadores, tendo em conta a sua dimensão.

Importa igualmente voltar a referir que os resultados obtidos dependem fortemente das características do mercado. No entanto, não se tendo conseguido apurar relações diretas entre os fatores exógenos e os resultados, a leitura destes deverá ser efetuada com alguma cautela.

Da Figura 6-2 à Figura 6-5 apresentam-se os resultados da aplicação da metodologia DEA para cada um dos *clusters* definidos.

Recorda-se que para a definição dos custos de referência de cada grupo de empresas aplica-se a seguinte metodologia: cada *cluster* foi categorizado em três níveis de eficiência. O mais eficiente corresponde às

empresas com níveis de eficiência referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo *cluster*. As restantes duas categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100.

O custo de referência teórico, isto é, o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente corresponde ao custo do nível de eficiência mais elevado em cada *cluster* (percentil 0-20).

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor elétrico, observa-se que a SU Eletricidade (em 2014 para o *cluster* 1 e em 2017 para o *cluster* 2) volta a apresentar-se como a empresa mais eficiente nos grupos de dimensão em que se insere, tanto no grupo acima de 2,0 milhões de clientes, quando o mercado regulado era mais relevante, como mais recentemente no grupo entre 350 000 e 2,0 milhões de clientes. A EDA e EEM apresentam menores níveis de eficiência comparativamente às empresas de dimensão similares. Contudo, esta performance pode ser justificada por outros fatores, em especial os efeitos da insularidade na sua atividade. No caso da EDA, o fator da insularidade é agravado por ter um maior número de ilhas incluídas na sua área de atuação. Contudo, quando analisada a evolução histórica observa-se uma tendência de melhoria dos níveis de eficiência apresentados por estas empresas.

Figura 6-2 - Análise DEA aplicada ao *Clusters* 1 > 2 000 000 clientes

DMU	Cluster	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
SU Eletricidade (PT 2014)		3 163 481	15,86 €	1,00	27,20 €	0-10
Empresa / Grupo L 2017		4 101 497	26,66 €	0,59		
Empresa / Grupo L 2018		4 129 827	39,07 €	0,41		
Empresa / Grupo L 2015		3 462 983	41,17 €	0,39	42,28	20-50
Empresa / Grupo L 2016		3 898 258	42,39 €	0,37		
Empresa / Grupo L 2014		2 538 819	43,27 €	0,37		
Empresa / Grupo L 2019		4 108 411	43,56 €	0,36	66,85	50-100
Empresa / Grupo L 2020		4 033 167	46,72 €	0,34		
Empresa / Grupo L 2021		4 021 792	68,74 €	0,23		
Empresa / Grupo L 2022		4 464 006	78,28 €	0,20		
Empresa / Grupo L 2023		3 752 875	96,96 €	0,16		

Fonte: ERSE

Figura 6-3 - Análise DEA aplicada ao *Clusters 2 > 350 000 clientes*

SU Eletricidade (PT 2017)	1 289 929	13,34 €	1,00	18,24 €	0-20
SU Eletricidade (PT 2015)	2 125 324	13,71 €	0,97		
SU Eletricidade (PT 2016)	1 536 179	14,55 €	0,92		
SU Eletricidade (PT 2018)	1 165 548	20,88 €	0,64		
Empresa / Grupo S 2014	389 248	21,34 €	0,63		
SU Eletricidade (PT 2022)	972 949	21,75 €	0,61		
Empresa / Grupo AM 2019	1 074 218	22,09 €	0,60		
SU Eletricidade (PT 2023)	926 659	22,47 €	0,59	35,88	20-50
SU Eletricidade (PT 2021)	930 953	22,47 €	0,59		
SU Eletricidade (PT 2020)	995 449	23,29 €	0,57		
Empresa / Grupo S 2017	534 905	32,88 €	0,41		
Empresa / Grupo U 2013	652 642	35,41 €	0,38		
Empresa / Grupo Q 2022	723 542	38,00 €	0,35		
Empresa / Grupo Q 2023	767 434	40,56 €	0,33		
Empresa / Grupo Q 2021	605 905	41,33 €	0,32		
Empresa / Grupo U 2014	454 508	45,78 €	0,29		
Empresa / Grupo S 2015	548 029	45,97 €	0,29		
Empresa / Grupo S 2016	538 014	46,48 €	0,29	69,49 €	50-100
Empresa / Grupo S 2018	542 935	51,71 €	0,26		
Empresa / Grupo L 2013	1 511 575	54,08 €	0,25		
Empresa / Grupo S 2020	568 725	55,14 €	0,24		
Empresa / Grupo S 2019	571 140	56,26 €	0,24		
Empresa / Grupo X 2022	446 668	57,20 €	0,23		
Empresa / Grupo S 2021	604 087	59,53 €	0,22		
Empresa / Grupo Q 2020	512 726	61,90 €	0,22		
Empresa / Grupo X 2021	557 406	63,72 €	0,21		
Empresa / Grupo T 2023	557 824	65,83 €	0,20		
Empresa / Grupo X 2019	389 434	68,38 €	0,20		
Empresa / Grupo S 2022	524 783	69,15 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2023	410 157	71,22 €	0,19		
Empresa / Grupo T 2022	427 381	74,93 €	0,18		
Empresa / Grupo S 2023	504 428	80,64 €	0,17		
Empresa / Grupo X 2020	406 448	82,78 €	0,16		
Empresa / Grupo Q 2018	359 510	113,25 €	0,12		
Empresa / Grupo Q 2019	429 459	118,56 €	0,11		

Fonte: ERSE

Figura 6-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 clientes

DMU	Cluster	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo V 2015		280 419	16,75 €	1,00	27,90 €	0-20
Empresa / Grupo V 2016		273 348	19,31 €	0,87		
Empresa / Grupo V 2013		98 593	20,64 €	0,81		
Empresa / Grupo V 2017		264 135	23,68 €	0,71		
Empresa / Grupo V 2014		176 981	26,50 €	0,632		
EEM (PT 2017)		137 679	31,39 €	0,53		
EEM (PT 2016)		136 852	32,80 €	0,51		
EEM (PT 2014)		136 541	33,40 €	0,50		
Empresa / Grupo U 2022		236 802	33,51 €	0,50		
EEM (PT 2013)		136 570	34,02 €	0,49		
EEM (PT 2015)		136 634	34,92 €	0,48		
Empresa / Grupo M 2013		145 544	35,47 €	0,47	45,99 €	20-50
Empresa / Grupo U 2023		268 004	39,63 €	0,42		
Empresa / Grupo V 2018		240 177	40,09 €	0,42		
Empresa / Grupo Q 2013		153 598	40,63 €	0,41		
EEM (PT 2020)		141 183	41,99 €	0,40		
EEM (PT 2023)		145 760	42,76 €	0,39		
EEM (PT 2018)		138 806	43,58 €	0,38		
EEM (PT 2021)		142 415	45,08 €	0,37		
EEM (PT 2019)		140 161	45,48 €	0,37		
Empresa / Grupo T 2019		235 021	47,84 €	0,35		
Empresa / Grupo U 2021		166 014	47,84 €	0,35		
Empresa / Grupo Q 2014		154 128	48,83 €	0,34		
EEM (PT 2022)		144 131	52,01 €	0,32		
Empresa / Grupo U 2015		333 378	52,37 €	0,32		
Empresa / Grupo T 2021		333 241	55,34 €	0,30		
Empresa / Grupo U 2020		211 293	56,97 €	0,29		
Empresa / Grupo M 2014		84 984	58,03 €	0,29	106,44 €	50-100
Empresa / Grupo S 2013		259 447	58,84 €	0,28		
Empresa / Grupo T 2020		269 845	60,25 €	0,28		
Empresa / Grupo U 2016		285 014	62,33 €	0,27		
EDA (PT 2022)		131 333	63,76 €	0,26		
Empresa / Grupo U 2019		218 095	65,81 €	0,25		
EDA (PT 2021)		128 777	67,01 €	0,25		
EDA (PT 2020)		127 422	67,28 €	0,25		
EDA (PT 2018)		125 082	67,59 €	0,25		
EDA (PT 2017)		124 136	67,96 €	0,25		
EDA (PT 2016)		123 283	68,46 €	0,24		
Empresa / Grupo Q 2015		178 691	68,90 €	0,24		
EDA (PT 2015)		122 707	69,16 €	0,24		
Empresa / Grupo U 2018		236 288	69,26 €	0,24		
EDA (PT 2013)		121 836	69,76 €	0,24		
EDA (PT 2019)		126 047	71,04 €	0,24		
EDA (PT 2014)		122 128	72,09 €	0,23		
Empresa / Grupo U 2017		256 638	79,08 €	0,21		
Empresa / Grupo X 2016		103 624	108,42 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2017		153 651	115,31 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2018		292 747	127,17 €	0,13		
Empresa / Grupo X 2015		91 455	127,61 €	0,13		
Empresa / Grupo Q 2017		211 648	132,16 €	0,13		
EDA (PT 2023)		131 500	145,81 €	0,11		
Empresa / Grupo Q 2016		173 283	164,97 €	0,10		
Empresa / Grupo M 2023		107 957	288,64 €	0,06		
Empresa / Grupo M 2022		77 110	457,29 €	0,04		

Fonte: ERSE

Figura 6-5 - Análise DEA aplicada ao *Clusters* 4 < 80 000 clientes

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2025 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Empresa / Grupo W 2019	3 723	111,91 €	0,12	274,24	50-100
Empresa / Grupo AA 2022	8 231	113,70 €	0,11		
Empresa / Grupo AB 2019	1 085	118,53 €	0,11		
Empresa / Grupo AE 2020	2 037	118,64 €	0,11		
Empresa / Grupo AQ 2023	34 230	120,55 €	0,11		
Empresa / Grupo R 2016	9 851	123,64 €	0,10		
Empresa / Grupo AC 2020	21 265	124,63 €	0,10		
Empresa / Grupo D 2020	1 052	130,30 €	0,10		
Empresa / Grupo H 2023	2 180	133,49 €	0,10		
Empresa / Grupo R 2015	8 245	134,33 €	0,10		
Empresa / Grupo D 2019	267	135,58 €	0,10		
Empresa / Grupo R 2018	10 250	136,71 €	0,09		
Empresa / Grupo K 2022	2 821	137,37 €	0,09		
Empresa / Grupo K 2021	2 744	137,90 €	0,09		
Empresa / Grupo X 2013	63 438	141,18 €	0,09		
Empresa / Grupo AI 2021	7 129	141,49 €	0,09		
Empresa / Grupo AE 2023	9 028	141,89 €	0,09		
Empresa / Grupo AE 2022	4 984	142,06 €	0,09		
Empresa / Grupo Y 2022	2 394	142,30 €	0,09		
Empresa / Grupo C 2022	27 070	150,66 €	0,09		
Empresa / Grupo Z 2023	3 234	152,94 €	0,08		
Empresa / Grupo Z 2020	1 987	157,34 €	0,08		
Empresa / Grupo AC 2018	28 638	167,69 €	0,08		
Empresa / Grupo X 2014	70 287	174,37 €	0,07		
Empresa / Grupo G 2020	21 557	177,00 €	0,07		
Empresa / Grupo H 2018	2 080	178,87 €	0,07		
Empresa / Grupo AH 2020	2 561	179,95 €	0,07		
Empresa / Grupo AI 2021	1 634	180,03 €	0,07		
Empresa / Grupo D 2021	1 771	181,20 €	0,07		
Empresa / Grupo G 2021	25 453	181,86 €	0,07		
Empresa / Grupo AI 2022	1 571	186,55 €	0,07		
Empresa / Grupo H 2020	2 089	189,00 €	0,07		
Empresa / Grupo AI 2020	1 362	190,71 €	0,07		
Empresa / Grupo H 2019	2 087	193,30 €	0,07		
Empresa / Grupo AH 2022	2 306	198,83 €	0,07		
Empresa / Grupo G 2017	4 315	203,38 €	0,06		
Empresa / Grupo AH 2023	3 829	209,20 €	0,06		
Empresa / Grupo H 2022	2 170	209,37 €	0,06		
Empresa / Grupo H 2021	2 120	219,42 €	0,06		
Empresa / Grupo AJ 2021	1 813	219,45 €	0,06		
Empresa / Grupo F 2022	10 843	221,14 €	0,06		
Empresa / Grupo AR 2023	7 142	228,68 €	0,06		
Empresa / Grupo AD 2015	2 559	235,43 €	0,05		
Empresa / Grupo AI 2022	5 174	235,85 €	0,05		
Empresa / Grupo AE 2021	1 866	243,62 €	0,05		
Empresa / Grupo A 2018	457	248,54 €	0,05		
Empresa / Grupo D 2022	2 514	254,45 €	0,05		
Empresa / Grupo F 2021	11 365	261,67 €	0,05		
Empresa / Grupo Y 2023	2 138	268,08 €	0,05		
Empresa / Grupo AB 2022	2 382	269,82 €	0,05		
Empresa / Grupo AJ 2023	1 928	281,15 €	0,05		
Empresa / Grupo AJ 2022	1 925	283,65 €	0,05		
Empresa / Grupo AC 2019	20 036	285,53 €	0,05		
Empresa / Grupo G 2018	5 587	287,04 €	0,05		
Empresa / Grupo D 2023	4 531	290,17 €	0,04		
Empresa / Grupo AC 2022	11 797	291,41 €	0,04		
Empresa / Grupo G 2022	15 648	300,85 €	0,04		
Empresa / Grupo AK 2023	2 115	342,85 €	0,04		
Empresa / Grupo AJ 2020	446	352,99 €	0,04		
Empresa / Grupo C 2018	1 971	363,93 €	0,04		
Empresa / Grupo AK 2021	1 390	369,24 €	0,04		
Empresa / Grupo N 2018	987	429,93 €	0,03		
Empresa / Grupo A 2019	545	431,99 €	0,03		
Empresa / Grupo AS 2023	563	439,47 €	0,03		
Empresa / Grupo AC 2023	6 323	443,09 €	0,03		
Empresa / Grupo N 2017	778	483,29 €	0,03		
Empresa / Grupo AD 2020	6 448	485,85 €	0,03		
Empresa / Grupo A 2016	4	495,53 €	0,03		
Empresa / Grupo N 2019	1 145	508,75 €	0,03		
Empresa / Grupo N 2020	1 377	528,85 €	0,02		
Empresa / Grupo AJ 2019	308	531,40 €	0,02		
Empresa / Grupo AD 2019	8 651	553,62 €	0,02		
Empresa / Grupo AK 2022	1 532	603,71 €	0,02		
Empresa / Grupo AD 2018	13 426	606,78 €	0,02		
Empresa / Grupo AH 2022	2 113	620,12 €	0,02		
Empresa / Grupo AJ 2018	223	627,49 €	0,02		
Empresa / Grupo A 2017	29	642,46 €	0,02		
Empresa / Grupo N 2022	1 721	655,30 €	0,02		

Fonte: ERSE

6.3 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 continental¹⁵³. 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 decorra de um fator diferenciado por classes de municípios e que dependa da densidade de clientes¹⁵⁴ (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 o valor de referência, em conformidade com o índice de preços no consumidor e o consumo de eletricidade em BT no município.

O valor de referência resulta da aplicação da seguinte fórmula:

$$r_{ref2007}^m = (\tilde{t}_{BTN2006}^m \times C_{BTN2006}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times C_{BTE2006}^m + \tilde{t}_{IP2006}^m \times C_{IP2006}^m) \times r_{RAn2007}^m$$

¹⁵³ 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.

¹⁵⁴ 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
$d < 15$ clientes/km ²	14,40
$15 \leq d < 40$ clientes/km ²	13,20
$40 \leq d < 125$ clientes/km ²	9,60
$125 \leq d < 400$ clientes/km ²	6,00
$d > 400$ 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 consumo de

energia elétrica dos fornecimentos 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 2023 a considerar em tarifas de 2025, 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 Rendias 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 8,05%. Similarmente, no apuramento do valor de t são também utilizadas previsões arredondadas às centésimas. Neste caso considerou-se o IPC de 2,43% correspondente à previsão para 2024.

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.

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 a informação a disponibilizar deverá conter:

- valores dos ativos imobilizados, amortizações e participações 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 2025 e dos ajustamentos dos anos 2023 (t-2) e 2024 (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;
- as auditorias de uma forma global corresponderam às necessidades regulatórias.

Note-se, contudo, que foi identificado um reporte equívoco por parte da REN, relativamente aos gastos com pessoal nas atividades de TEE e GGS, cujo impacte nos proveitos permitidos se detalha no ponto 5.2.

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 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação originária estabelece que o custo com a tarifa social de eletricidade é financiado pelos centros eletroprodutores do Continente com fonte de energia primária não renovável e pelos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor (artigo 199.º, n.º 1 do Decreto-Lei n.º 15/2022).

Posteriormente, o Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, alterou o modelo de financiamento da tarifa social, passando a abranger como agentes financiadores não só os produtores, mas também os comercializadores de energia elétrica e os demais agentes de mercado na função do consumo. Adicionalmente, este diploma determinou a realização de consultas públicas pela ERSE, com vista ao apuramento da liquidação da tarifa social, incluindo o valor de ajustamentos relativos a anos anteriores.

Neste contexto, desde o processo tarifário para 2023, a ERSE decidiu dissociar os processos de repartição do financiamento da tarifa social de eletricidade do processo tarifário, sujeitando-o à realização de consultas para que os agentes financiadores se possam pronunciar atempadamente, nomeadamente na Diretiva n.º 1/2024, de 9 de janeiro ¹⁵⁵, que foi precedida de consulta de interessados, e na Diretiva n.º 14/2024, de 8 de maio ¹⁵⁶, que foi precedida de consulta pública.

No relatório da consulta pública n.º 119, a ERSE destacou que, futuramente, as consultas públicas relativas à repartição do financiamento da tarifa social ocorreriam em simultâneo com o processo ordinário de fixação de tarifas, o que se pretende concretizar no exercício tarifário de 2025.

Deste modo, a ERSE colocou em consulta pública ¹⁵⁷, entre os dias 23 de outubro e 22 de novembro de 2024, a proposta da repartição do financiamento da tarifa social para 2025, o ajustamento provisório de 2024 e o relativo ao período de 18 de novembro de 2023 a 31 de dezembro de 2023, de acordo com o artigo 199.º-D do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro. Na mesma consulta pública, foi apresentada a proposta do ajustamento definitivo relativo ao período de 1 de janeiro de 2023 e 17 de novembro de 2023, determinado de acordo com o modelo de financiamento estabelecido na redação

¹⁵⁵ Aprovou a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 1 de janeiro a 17 de novembro de 2023 e aos ajustamentos de 2018 a 2022.

¹⁵⁶ Aprovou a repartição do financiamento dos custos com a tarifa social, respeitantes ao período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e ao ano de 2024.

¹⁵⁷ [Consulta Pública n.º 124](#).

originária do Decreto-Lei n.º 15/2022. A breve trecho, a ERSE publicará o relatório da consulta pública e as respetivas Diretivas, que finalizam o processo de repartição do financiamento da tarifa social com incidência no ano de 2025.

Nos termos do Despacho n.º 12 371/2024, de 18 de outubro, do Ministério do Ambiente e Energia, foi estabelecido para 2025 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. Deste modo, no que respeita ao montante a financiar em 2025, a previsão dos custos com a tarifa social ascende a cerca de 124,2 milhões de euros para o Continente e as Regiões Autónomas.

No quadro seguinte resumem-se os valores previsionais de 2025 e ajustamentos de 2023 e 2024 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 2025 de 132,4 milhões de euros.

Quadro I - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2025 e ajustamentos de 2023 e 2024

Unidade: 10³ EUR

	Continente	RAA	RAM	Total
Custos Previsionais 2025 (1)	117 298	3 387	3 538	124 223
Ajustamentos 2024 (2)	-4 486	-18	46	-4 458
Ajustamentos 2023 (3)	12 657	-24	-48	12 585
Total (1) + (2) + (3)	125 470	3 346	3 536	132 351

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 actualização 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):

$$SaldoDivida_{mes\ 0} = \frac{ProveitosRecuperados_t}{12} \times ar_{m,12} \times FA_d + Mensalidade_{t+1} \times (ar_{m,M-12}) \times FA_d \times \left(\frac{1}{(1+r_m)} \right)^{12}$$

Para $m = 1, 2, \dots, 12$:

$$\text{SaldoDivida}_{\text{mes } m} = \frac{\text{ProveitosRecuperados}_t}{12} \times \text{FA}_d + \frac{\text{ProveitosRecuperados}_t}{12} \times (\text{ar}_m, 12-m) \times \text{FA}_d + \text{Mensalidade}_{t+1} \times (\text{ar}_m, M-12) \times \text{FA}_d \times \left(\frac{1}{(1+r_m)} \right)^{(12-m)}$$

Para $m=13, 24, \dots, M$:

$$\text{SaldoDivida}_{\text{mes } m} = \text{Mensalidade}_{t+1} \times \text{FA}_d + \text{Mensalidade}_{t+1} \times (\text{ar}_m, M-m) \times \text{FA}_d$$

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 $\text{FA}_d = \left(\frac{1}{1+r_m} \right)^{d/30}$, para o caso de cálculo de atualização, ou com o fator de capitalização $\text{FC}_d = (1+r_m)^{d/30}$, 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.