

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS  
PARA 2023 DAS EMPRESAS REGULADAS  
DO SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2022

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](mailto:erse@erse.pt)

[www.erse.pt](http://www.erse.pt)

ÍNDICE

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>PRESSUPOSTOS</b>	<b>7</b>
2.1	Variáveis monetárias	7
2.2	Custos de aquisição de energia elétrica	20
<b>3</b>	<b>SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2023</b>	<b>45</b>
3.1	Proveitos a recuperar	45
3.2	Síntese dos ajustamentos de 2021 e de 2022	46
3.2.1	Ajustamentos de 2021	46
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2022	50
<b>4</b>	<b>DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS</b>	<b>53</b>
4.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	53
4.1.1	Proveitos permitidos	53
4.1.2	Ajustamentos	58
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	74
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	74
4.2.1.1	Proveitos permitidos	76
4.2.1.2	Ajustamentos	87
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica	99
4.2.2.1	Proveitos permitidos	100
4.2.2.2	Ajustamentos	106
4.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador	116
4.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição	119
4.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	120
4.4.1.1	Proveitos permitidos	120
4.4.1.2	Ajustamentos	131
4.4.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	135
4.4.2.1	Proveitos permitidos	135
4.4.2.2	Ajustamentos	142
4.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	159
4.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	161
4.5.1.1	Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE	162
4.5.1.2	Proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes	181
4.5.1.3	Ajustamentos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE	182
4.5.1.4	Ajustamentos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes	188
4.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	194
4.5.2.1	Proveitos permitidos	194
4.5.3	Atividade de Comercialização	195
4.5.3.1	Proveitos permitidos	196

4.5.3.2	Ajustamentos .....	198
4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores.....	201
4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	202
4.6.1.1	Proveitos permitidos .....	202
4.6.1.2	Ajustamentos .....	212
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	222
4.6.2.1	Proveitos permitidos .....	222
4.6.2.2	Ajustamentos .....	225
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	231
4.6.3.1	Proveitos permitidos .....	231
4.6.3.2	Ajustamentos .....	233
4.6.4	Proveitos Permitidos à EDA para 2023 .....	237
4.6.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores .....	240
4.7	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira .....	241
4.7.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	242
4.7.1.1	Proveitos permitidos .....	242
4.7.1.2	Ajustamentos .....	250
4.7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	260
4.7.2.1	Proveitos permitidos .....	260
4.7.2.2	Ajustamentos .....	263
4.7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	267
4.7.3.1	Proveitos permitidos .....	268
4.7.3.2	Ajustamentos .....	270
4.7.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2023 .....	274
4.7.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira .....	277
<b>5</b>	<b>ANÁLISES COMPLEMENTARES.....</b>	<b>279</b>
5.1	Ações de fiscalização desenvolvidas.....	279
5.2	Custos de referência para o Comercializador de último recurso.....	281
5.2.1	Enquadramento.....	281
5.2.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia .....	285
5.2.3	Metodologia de aferição dos custos de referência .....	292
5.2.4	Análise dos Resultados e a Matriz de Custos Médios de Referência .....	294
5.3	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas.....	299
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>303</b>
6.1	Previsão da procura.....	303
6.2	Desvios da procura .....	306
<b>7</b>	<b>INFORMAÇÃO RECEBIDA.....</b>	<b>311</b>
	<b>ANEXO I - FINANCIAMENTO DOS CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL .....</b>	<b>313</b>

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal da Alemanha .....	8
Figura 2-2 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses .....	10
Figura 2-3 - Taxas de inflação Portugal e Zona Euro .....	12
Figura 2-4 - <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos.....	13
Figura 2-5 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e REN de curto prazo.....	17
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	21
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	22
Figura 2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha .....	23
Figura 2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha .....	25
Figura 2-10 - Diferencial de preços entre Espanha e França .....	26
Figura 2-11 - Capacidade de interligação entre Espanha e França .....	27
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha.....	28
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França .....	29
Figura 2-14 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros.....	30
Figura 2-15 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	31
Figura 2-16 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	32
Figura 2-17 - Média móvel preços <i>spot</i> energia elétrica em Portugal, <i>Brent</i> (euros), TTF e MIBGAS (índice mai. 2004=100) .....	33
Figura 2-18 - Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia.....	34
Figura 2-19 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal .....	35
Figura 2-20 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) .....	36
Figura 2-21 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2023 .....	37
Figura 2-22 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE.....	38
Figura 2-23 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo ( <i>Brent</i> ) e do gás natural (NBP e TTF) nos mercados <i>spot</i> (base 100) .....	38
Figura 2-24 - Evolução preço licenças de emissão CO <sub>2</sub> (EUAs) .....	41
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português .....	62
Figura 4-2 - Desvio do <i>mark-up</i> das centrais com CAE previsto para 2021 face ao ocorrido.....	63
Figura 4-3 – Preço de mercado diário do MIBEL vs Receita Unitária auferida, durante o ano de 2021 Média aritmética mensal .....	66
Figura 4-4 – <i>pmd</i> <sub>66%</sub> vs Receita Unitária acumulada auferida, durante o ano de 2021 .....	67

Figura 4-5 – Evolução dos montantes associados ao <b>ICAE</b> .....	68
Figura 4-6 - Desvios em 2022 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE .....	72
Figura 4-7 – Desvios estimados para 2022 das quantidades produzidas pelas centrais com CAE.....	73
Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema .....	77
Figura 4-9 - Compensação entre TSO .....	113
Figura 4-10 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	149
Figura 4-11 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída..	151
Figura 4-12 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição .....	152
Figura 4-13 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.....	154
Figura 4-14- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2021 .....	156
Figura 4-15 - Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT .....	158
Figura 4-16 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	159
Figura 4-17 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida .....	166
Figura 4-18 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRE com remuneração garantida.....	169
Figura 4-19 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE com remuneração garantida .....	171
Figura 4-20 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	203
Figura 4-21 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos .....	204
Figura 4-22 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA .....	212
Figura 4-23 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	224
Figura 4-24 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2018 a 2023.....	241
Figura 4-25 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM .....	249
Figura 4-26 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM .....	262
Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM .....	270
Figura 4-28 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM.....	278
Figura 5-1 - Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE .....	284
Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	288
Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 1 > 2 000 000 Clientes .....	295
Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 2 > 350 000 Clientes .....	296
Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 3 > 80 000 Clientes .....	297

Figura 5-6 - Análise DEA aplicada ao <i>Clusters</i> 4 < 80 000 Clientes .....	298
Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	305

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB.....	14
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB.....	14
Quadro 2-3 – Evolução do deflator.....	15
Quadro 2-4 - Taxa de remuneração para 2021.....	18
Quadro 2-5 - Taxas de remuneração para 2022 e 2023 .....	19
Quadro 2-6 - Taxas de juro e <i>spreads</i> .....	20
Quadro 2-7 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	42
Quadro 3-1 - Proveitos em 2023 por atividade no Continente.....	45
Quadro 3-2 - Proveitos em 2023 por atividade nas Regiões Autónomas .....	46
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2021 a refletir em 2023, no Continente .....	47
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2021 a refletir em 2023, nas Regiões Autónomas.....	49
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2023, no Continente .....	51
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2023, nas Regiões Autónomas .....	52
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2023.....	55
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2023.....	57
Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	57
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2021.....	59
Quadro 4-5 - Desvios em 2021 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.....	60
Quadro 4-6 - Desvios em 2021 da produção das centrais com CAE .....	61
Quadro 4-7 - Desvios em 2021 do custo variável unitário de produção (sem CO <sub>2</sub> ) das centrais com CAE.....	61
Quadro 4-8 - Desvios em 2021 dos encargos unitários com licenças de CO <sub>2</sub> das centrais com CAE .....	61
Quadro 4-9 - Desvios em 2021 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE.....	62
Quadro 4-10 – Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado durante o ano de 2021.....	65
Quadro 4-11 – Valores parciais e cálculo do I <sub>CAE</sub> durante o ano de 2021.....	69
Quadro 4-12 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2022.....	70
Quadro 4-13 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2022 .....	71

Quadro 4-14 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022 .....	72
Quadro 4-15 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autônomas .....	80
Quadro 4-16 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas .....	83
Quadro 4-17 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema .....	86
Quadro 4-18 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2021 .....	88
Quadro 4-19 - Movimentos no ativo líquido a remunerar .....	90
Quadro 4-20 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do <i>revenue cap</i> , não sujeito à aplicação de metas de eficiência .....	95
Quadro 4-21 - Resumo ajustamento PPEC t-2 .....	97
Quadro 4-22 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autônomas, pago durante o ano t-1 .....	98
Quadro 4-23 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2022 da GGS .....	99
Quadro 4-24 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica .....	103
Quadro 4-25 - Custos de capital das infraestruturas de ligação à zona piloto <i>offshore</i> e transferências do Fundo Ambiental .....	105
Quadro 4-26 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2021 .....	107
Quadro 4-27 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2021 .....	109
Quadro 4-28 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador .....	118
Quadro 4-29 - Amortização e juros da dívida tarifária .....	123
Quadro 4-30 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont) .....	124
Quadro 4-31 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2023 .....	130
Quadro 4-32 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	131
Quadro 4-33 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte .....	133
Quadro 4-34 - Ajustamento da Tarifa Social de 2021 .....	134
Quadro 4-35 - Ajustamento da Tarifa Social de 2022 .....	135
Quadro 4-36 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR .....	139
Quadro 4-37 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos .....	139
Quadro 4-38 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT .....	141
Quadro 4-39 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	143
Quadro 4-40 - Movimentos no ativo líquido a remunerar .....	145
Quadro 4-41 - Evolução dos indutores de custos no OPEX em AT/MT e no TOTEX em BT .....	146

Quadro 4-42 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 e 2021.....	150
Quadro 4-43 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020 e 2021.....	151
Quadro 4-44 – Desagregação do montante recuperado no âmbito do combate à apropriação ilícita de energia .....	153
Quadro 4-45- Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2021 .....	155
Quadro 4-46 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2021.....	155
Quadro 4-47 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2021 .....	156
Quadro 4-48 - Parâmetros da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em 2021 .....	157
Quadro 4-49 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2021 .....	158
Quadro 4-50 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida.....	163
Quadro 4-51 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2019 a 2021 nos proveitos permitidos de 2023 a 2025.....	173
Quadro 4-52 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial .....	180
Quadro 4-53 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura .....	181
Quadro 4-54 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	182
Quadro 4-55 - Cálculo do ajustamento definitivo da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE.....	184
Quadro 4-56 – Desvios de quantidades, custos unitário de aquisição e preço de venda da PRE .....	185
Quadro 4-57 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE .....	186
Quadro 4-58 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes .....	189
Quadro 4-59 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes .....	190
Quadro 4-60 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR .....	191
Quadro 4-61 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2021 .....	191
Quadro 4-62 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo.....	192
Quadro 4-63 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes .....	194
Quadro 4-64 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	195

Quadro 4-65 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização .....	197
Quadro 4-66 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização .....	199
Quadro 4-67 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2022 da Comercialização em NT ..	200
Quadro 4-68 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2022 da Comercialização em BTE ..	200
Quadro 4-69 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2022 da Comercialização em BTN .....	200
Quadro 4-70 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA .....	202
Quadro 4-71 - Custo unitário dos combustíveis .....	203
Quadro 4-72 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2023.....	206
Quadro 4-73 - Determinação do preço de gásóleo implícito no cálculo das tarifas de 2023 .....	207
Quadro 4-74 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente .....	208
Quadro 4-75 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE .....	209
Quadro 4-76 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA .....	211
Quadro 4-77 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	213
Quadro 4-78 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA.....	214
Quadro 4-79 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados .....	214
Quadro 4-80 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais .....	215
Quadro 4-81 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas .....	216
Quadro 4-82 - Determinação dos custos eficientes associados ao gásóleo e comparação com os custos reais .....	216
Quadro 4-83 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas .....	218
Quadro 4-84 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	219
Quadro 4-85 - Ajustamento da tarifa social.....	220
Quadro 4-86 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	221
Quadro 4-87 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	222
Quadro 4-88 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	223
Quadro 4-89 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica .....	226
Quadro 4-90 - Energia entregue pelas redes da distribuição .....	228
Quadro 4-91 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	229
Quadro 4-92 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	230

Quadro 4-93 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	232
Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica .....	234
Quadro 4-95 - Número médio de clientes .....	236
Quadro 4-96 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE .....	237
Quadro 4-97 - Proveitos permitidos à EDA para 2023 .....	237
Quadro 4-98 - Proveitos permitidos à EDA, para 2023, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1 .....	238
Quadro 4-99 - Proveitos permitidos em 2021 e ajustamentos em 2023, na RAA .....	239
Quadro 4-100 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	240
Quadro 4-101 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2023.....	245
Quadro 4-102 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2023.....	245
Quadro 4-103 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2023 .....	245
Quadro 4-104 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2023 .....	246
Quadro 4-105 - 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 4-106 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema .....	251
Quadro 4-107 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM.....	252
Quadro 4-108 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados .....	252
Quadro 4-109 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM.....	253
Quadro 4-110 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2021 previstos e ocorridos ...	253
Quadro 4-111 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2021 .....	254
Quadro 4-112 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2021 .....	254
Quadro 4-113 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2021.....	255
Quadro 4-114 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas .....	256
Quadro 4-115 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	257
Quadro 4-116 - Ajustamento da tarifa social.....	258
Quadro 4-117 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	259
Quadro 4-118 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	260
Quadro 4-119 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	261
Quadro 4-120 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	264

Quadro 4-121 - Energia entregue pelas redes de distribuição .....	265
Quadro 4-122 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	266
Quadro 4-123 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	267
Quadro 4-124 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM.....	269
Quadro 4-125 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	272
Quadro 4-126 - Número médio de clientes .....	273
Quadro 4-127 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE .....	274
Quadro 4-128 - Proveitos permitidos da EEM .....	274
Quadro 4-129 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2.....	275
Quadro 4-130 - Ajustamentos da EEM a repercutir nas tarifas de 2023 .....	276
Quadro 4-131 - Custo com a convergência tarifária da RAM.....	277
Quadro 5-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2021.....	286
Quadro 5-2- Análise Descritiva da Amostra – Empresas / Grupos Económicos – 2013 a 2021 .....	287
Quadro 5-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão .....	289
Quadro 5-4 - Análise descritiva por Setor de Atividade .....	290
Quadro 5-5 - Análise descritiva por Enquadramento Regulatório .....	291
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA .....	306
Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão.....	307
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da E-REDES .....	308
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	309
Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM .....	310
Quadro 7-1 - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2023 e ajustamentos de 2021 e 2022 .....	314



## 1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2023 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor, 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, bem como o valor provisório dos ajustamentos de 2022. Os ajustamentos definitivos do ano de 2021 foram calculados ao abrigo do RT aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio.

Importa relevar que o cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano 2023 foi efetuado num contexto de grande incerteza. Após a crise pandémica da COVID-19, em que ocorreram efeitos pronunciados de quebra da procura e de queda nos preços de energia nos mercados grossistas, a recuperação da atividade económica durante os anos de 2021 e 2022 foi acompanhada de uma enorme subida dos preços de gás e de energia elétrica, que se agravou com o início da guerra na Ucrânia e com o agudizar das tensões geopolíticas entre a Europa e a Rússia.

Este aumento de preços de energia elétrica nos mercados grossistas motivou uma revisão excecional das tarifas em junho de 2022<sup>1</sup>, com o objetivo de promover a estabilidade tarifária face ao contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preços anormalmente elevado nos mercados grossistas de eletricidade. Esta revisão excecional das tarifas foi considerada no presente exercício tarifário para 2023, nomeadamente no cálculo dos ajustamentos provisórios do ano 2022.

Em simultâneo, observa-se uma escalada da inflação, em grande medida provocada pelo aumento dos preços de energia e por problemas nas cadeias de abastecimento que remanescem da pandemia COVID-19 e que afetam os preços de matérias-primas e alimentos, elevando o risco de uma recessão económica na Europa.

Registe-se ainda que o contexto geopolítico extremamente adverso potencia ruturas no abastecimento de gás natural na Europa, com potenciais graves consequências no fornecimento de energia elétrica, o que colocou a Europa à procura de respostas para ultrapassar a crise energética.

---

<sup>1</sup> Publicado pela [Diretiva n.º 17/2022, de 6 de julho](#), cuja fundamentação se encontra no documento [«Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022 - Fixação excecional»](#).

O impacto de todas estas circunstâncias nos mercados da energia e monetários são totalmente incertos, como se pode verificar no comportamento dos preços da energia elétrica nos mercados grossistas com uma volatilidade e níveis de preço nunca vistos.

Foi neste contexto de grande incerteza, que é reflexo de fatores conjunturais, que poderão não se repetir nos próximos anos, que o cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano 2023 foi realizado. Este contexto extraordinário aconselha um acompanhamento ainda mais apertado das alterações das circunstâncias em que assentam os pressupostos do cálculo dos proveitos permitidos, que poderão justificar, numa situação extrema, uma atuação da ERSE em linha com a revisão excecional das tarifas ocorrida em junho de 2022.

A definição dos proveitos para o ano de tarifas assenta no cálculo dos proveitos permitidos para esse ano, com base em previsões para a evolução da atividade, 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 2021 e 2022, encontram-se neste documento ao nível de cada atividade regulada.

O apuramento dos ajustamentos dos proveitos permitidos é um processo essencial do cálculo tarifário, constituindo um exercício que garante que os proveitos incorporados nas tarifas reflitam os objetivos pretendidos aquando da definição das tarifas e cumpram o definido no RT.

Para o presente processo tarifário, são analisados os dados e custos reais com impacto no cálculo dos proveitos permitidos de 2021, os valores estimados com impacto nos proveitos permitidos de 2022 e as previsões das empresas para o ano de 2023.

Relativamente a 2021, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, isto é, da contabilidade para efeitos de regulação, por atividade, das empresas reguladas (REN, REN Trading, Enondas, ADENE, E-REDES, SU Eletricidade, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas que vigoraram em 2021. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade. 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. A obtenção de valores elevados de ajustamentos pode significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa ou ii) nas variáveis de faturação que compõem as respetivas tarifas<sup>2</sup>.

No que se refere a 2022, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCEE) do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso (CUR), bem como os ajustamentos provisórios do CAPEX<sup>3</sup> das atividades de Gestão Global do Sistema (GGS), no Continente, e das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AEEGS) e Comercialização de Energia Elétrica (CEE), nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Nas atividades em que os proveitos permitidos do ano de 2022 foram alterados na revisão excecional das tarifas ocorrida em junho de 2022, os quadros e figuras apresentam os valores anuais calculados nesse exercício e os valores calculados na fixação anual das tarifas publicadas em dezembro de 2021<sup>4</sup>. No ajustamento provisório de 2022 dessas atividades, a repercutir nas tarifas de 2023, tem-se como referência a média dos proveitos fixados nestes dois momentos, ou seja, a média dos proveitos calculados em junho de 2022 e dos proveitos calculados em dezembro de 2021.

Relativamente à legislação que enquadra a definição de proveitos permitidos para 2023, assinala-se a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional. No seu artigo 303.º, este Diploma estabelece um prazo de 18 meses para a atualização dos regulamentos previstos em legislação específica, designadamente o Regulamento Tarifário e outros da competência da ERSE.

Considerando que, na presente data, a revisão dos regulamentos a operar pela ERSE para refletir o novo enquadramento legislativo do setor elétrico se encontra em curso, neste documento mantêm-se algumas referências à legislação entretanto revogada pelo referido Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, mencionando-se, sempre que possível, o enquadramento equivalente disposto pelo Diploma vigente.

Os proveitos permitidos são apresentados nos capítulos 3 e 4 do presente documento por atividade regulada das seguintes entidades:

---

<sup>2</sup> Assinala-se que, conforme as formulações para o cálculo dos proveitos por atividade constantes no RT, os ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas e com sinal positivo são valores a receber, exceto se o contrário for explicitamente indicado.

<sup>3</sup> Do inglês *capital expenditure*, de um modo geral correspondem aos custos com capital, isto é, à remuneração do investimento acrescida da respetiva amortização.

<sup>4</sup> Publicado pela [Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro](#), cuja fundamentação se encontra no documento [«Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025»](#).

- Agente Comercial - REN Trading, SA;
- Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) – ADENE - Agência para a Energia;
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT) – REN, SA;
- Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição (RND) – E-REDES, SA;
- Comercializador de último recurso (CUR) – SU Eletricidade;
- Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores – EDA, SA;
- Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira – EEM, SA.

No que diz respeito às previsões em que assentam os proveitos permitidos, estas têm subjacentes as projeções efetuadas à data para a evolução do contexto económico e financeiro das atividades reguladas para 2023, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período de regulação de 2022 a 2025<sup>5</sup>. Os principais fatores exógenos, cujas evoluções previstas condicionam os proveitos permitidos, são a procura de energia elétrica, analisada no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2023», os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas, assim como o contexto macroeconómico. Os aspetos mais relevantes desses vetores são apresentados nos capítulos 2 e 6 deste documento. No exercício de definição dos proveitos permitidos, são igualmente consideradas as previsões das empresas para os seus custos de investimentos e de exploração, sendo esta análise efetuada à luz das metodologias e dos parâmetros regulatórios estabelecidos para cada atividade.

O documento incorpora, igualmente, no capítulo 5, análises complementares efetuadas em variáveis críticas das atividades sujeitas à regulação. A autonomização dessas análises num capítulo individualizado justifica-se porque as suas conclusões podem ter impactes transversais no processo de definição dos proveitos permitidos, como são os casos das ações de fiscalizações promovidas pela ERSE e a definição do cálculo das contrapartidas aos municípios das Regiões Autónomas pela utilização do domínio municipal pelas redes em BT, ou ainda porque a legislação em vigor refere, expressamente, que as variáveis em causa devem ser definidas ou analisadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), como sucede com os custos de referência da atividade de comercialização.

---

<sup>5</sup> 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, sinaliza-se que, ao contrário dos processos tarifários anteriores, a ERSE decidiu dissociar o processo de repartição do financiamento da tarifa social de eletricidade da proposta tarifária, sujeitando o procedimento administrativo relativo ao financiamento de tarifa social à realização de uma consulta de interessados, que terminou no dia 25 de novembro de 2022, como descrito no Anexo deste documento. À data da aprovação das tarifas para 2023, não estão, ainda, reunidas todas as condições para a ERSE decidir sobre esta matéria. Deste modo, a Diretiva com os montantes a transferir por cada centro electroprodutor durante o ano de 2023 será aprovada em data posterior à das tarifas e preços de eletricidade para 2023.



## 2 PRESSUPOSTOS

### 2.1 VARIÁVEIS MONETÁRIAS

Os valores dos proveitos permitidos para 2023 para as atividades das empresas reguladas são calculados com base em pressupostos definidos para um conjunto de variáveis, entre as quais, para além da procura de energia elétrica analisada no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2023», 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 (comercializador de último recurso).

A análise apresentada neste capítulo<sup>6</sup> é realizada num contexto de instabilidade geopolítica provocada pela invasão militar da Rússia à Ucrânia, durante 2022, que provocou um aumento dos custos de energia, das matérias-primas e dos cereais e, conseqüentemente, da taxa de inflação. Nestas circunstâncias, os Bancos Centrais, incluindo o BCE, têm vindo a adotar políticas monetárias mais restritivas, apesar dos níveis de atividade das economias estarem ainda a recuperar dos impactos socioeconómicos provocados pela pandemia COVID-19.

#### ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO

O RT em vigor 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 2022 (t-1), torna-se relevante uma análise da evolução recente e perspectivas das taxas de juro de curto e médio prazo.

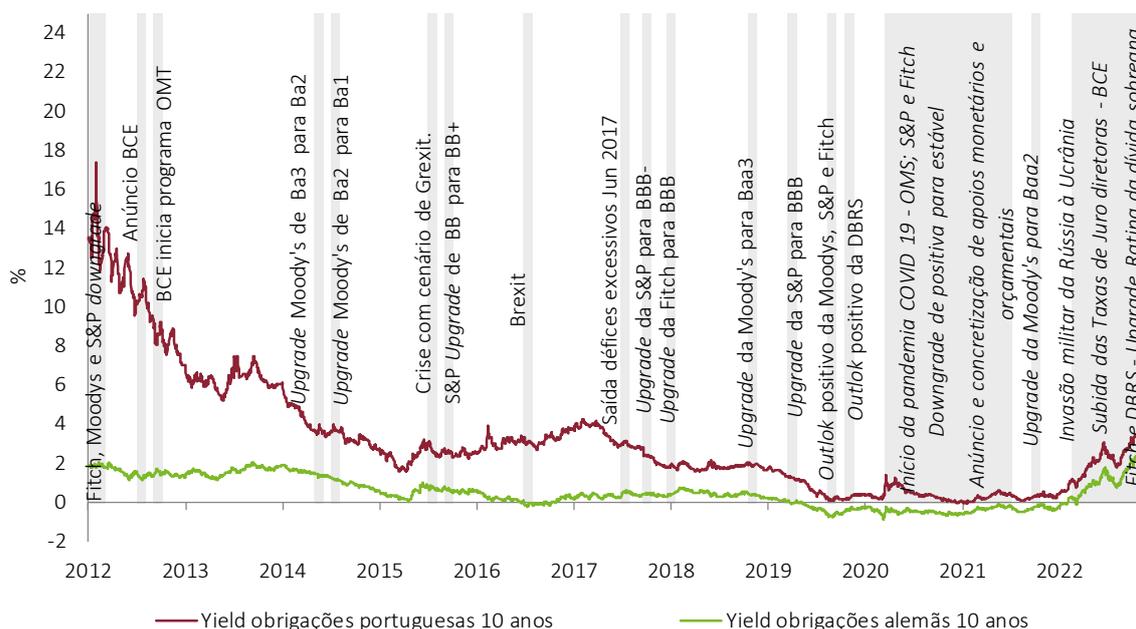
Na Figura 2-1 é possível observar a evolução das *yields* a 2 anos das obrigações das dívidas soberanas portuguesas e alemãs. A descida observada desde 2012 das *yields* do tesouro português corresponde à estabilização macroeconómica da economia nacional no seguimento da crise da dívida soberana, que afetou, principalmente, vários países periféricos na Europa. Para esta descida dos *spreads* entre as OT a 2 anos da dívida portuguesa e alemãs contribuiu a intervenção do Banco Central Europeu (BCE) no sentido

---

<sup>6</sup> Os gráficos apresentados neste capítulo utilizam dados até 30 de novembro de 2022.

de desenvolver todos os esforços necessários para garantir a manutenção da moeda única europeia e de assumir políticas monetárias mais expansionistas. Estas circunstâncias facilitaram a estabilização do enquadramento financeiro e macroeconómico nacional, o qual se concretizou na subida gradual do *rating*. Esta evolução permitiu que as *yields* das OT atingissem valores negativos em 2018, estabilizando com ligeiras oscilações nos anos seguintes e até ao início da pandemia.

Figura 2-1 - Evolução das *yields* das obrigações a 10 anos da República Portuguesa e da República Federal da Alemanha



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon.

No início de 2020, a crise pandémica provocou um aumento substancial das *yields* das OT e da sua respetiva volatilidade. No entanto, face i) aos apoios orçamentais e monetários, ii) à trajetória orçamental robusta adquirida nos anos antecedentes e iii) à execução do plano de vacinação a nível, foi exequível manter a estabilidade macroeconómica do país no que se refere à volatilidade das *yields* das OT. Deste modo, o *rating* da dívida pública permaneceu estável durante a pandemia e as *yields* de curto prazo permaneceram em valores negativos, pese embora se tenha verificado uma queda abrupta do PIB em 2020 (-8,4%).

O ano de 2022 tem vindo a ser caracterizado pela instabilidade geopolítica provocada pela invasão militar da Rússia à Ucrânia, que tem provocado um forte aumento do nível de preços, nomeadamente por via dos aumentos dos custos com energia. Esta pressão inflacionista reflete-se no aumento das *yields*, portuguesas e alemãs, ao longo de 2022, sem, no entanto, se verificar aumentos de *spread* entre ambas.

As avaliações das agências de notação financeira relativamente à dívida portuguesa têm vindo a melhorar, alicerçadas nos fatores anteriormente referidos, pese embora a deterioração das circunstâncias geopolíticas e o crescimento do nível de preços e das taxas de juro. Deste modo, as principais agências já melhoraram o *rating* da dívida portuguesa, a Moody's em setembro de 2021<sup>7</sup>, a DBRS em agosto de 2022<sup>8</sup>, a Standar&Poor's (S&P) em setembro de 2022<sup>9</sup> e, por último, a Fitch em outubro de 2022<sup>10</sup>. A Fitch e a S&P destacam a receita fiscal verificada em 2022, impulsionada pelo forte crescimento e pela inflação, que aliada ao controlo dos gastos públicos permitirão um excedente orçamental e uma redução da dívida pública face a anos anteriores.

No entanto, o contexto macroeconómico português continua suscetível a alterações do panorama internacional, em particular ao impacte que o aumento das taxas de juros das obrigações poderá vir a ter na sustentabilidade da dívida pública, bem como nos empréstimos das famílias e empresas, maioritariamente realizados a taxa variável por via da sua indexação às taxas de referência.

Em termos de política monetária e evolução das taxas de juro do mercado monetário interbancário, pode-se observar na Figura 2-2 a evolução das taxas *refi*<sup>11</sup> e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. No início desta figura é possível observar que a partir de 2012 se verificou uma tendência de diminuição das taxas de juro interbancárias, tendo a Euribor a 1 mês registado valores negativos a partir do início de 2015 e a Euribor a 12 meses a partir do início de 2016. Esta redução das taxas Euribor foram fruto, entre outros fatores, das alterações de política monetária do BCE, tais como os cortes registados em março de 2016 da taxa *refi* para 0,00% e da taxa da facilidade de depósito para -0.40%, assim como o anúncio, na mesma data, de um pacote de medidas expansionistas, *Quantitative Easing* (QE), mais agressivo do que o esperado.

---

<sup>7</sup> [Upgrade Moody's](#)

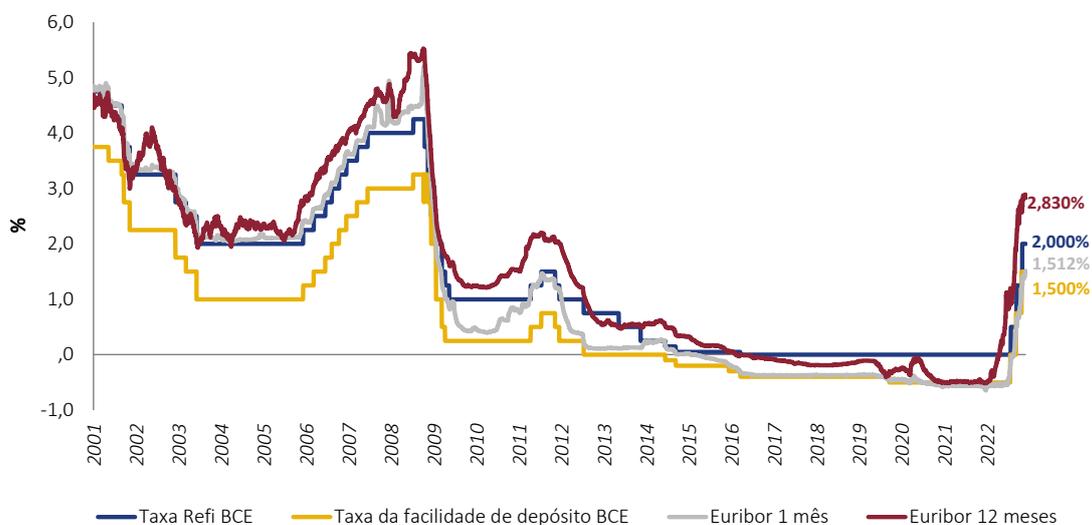
<sup>8</sup> [Upgrade DBRS](#)

<sup>9</sup> [Upgrade S&P](#)

<sup>10</sup> [Upgrade Fitch](#)

<sup>11</sup> Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

Figura 2-2 - Taxas *refi* e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Ao longo de 2020, em reação à recessão económica na zona euro provocada pela crise pandémica, o BCE anunciou várias medidas, nomeadamente o reforço do programa de aquisições líquidas de ativos (que já estava em vigor antes da crise, embora em dimensão mais reduzida), e um programa adicional de compra de ativos mais direcionado à resposta aos efeitos da pandemia, no montante de 1,850 biliões de euros. Estas medidas contribuíram para a trajetória decrescente das taxas de juro de curto prazo neste período.

Enquanto 2020 foi caracterizado por uma diminuição do nível de preços, o ano de 2021 foi marcado pelo início das pressões inflacionista que se haveriam de prolongar durante 2022. Inicialmente, o aumento da taxa de inflação foi consequência da política monetária muito acomodatória vigente em várias zonas económicas mundiais, da poupança acumulada, da evolução do custo das matérias-primas e energia, e de constrangimentos nas cadeias de abastecimento. Em 2022, a evolução dos custos com energia foi exacerbada pela invasão militar da Rússia, acelerando o crescimento do nível de preços.

De modo a retirar a liquidez introduzida pelo BCE para fazer face aos impactes socioeconómicos da crise pandémica, bem como para reduzir a taxa de inflação na zona euro para o valor *target* (2%), o BCE tem vindo a adotar políticas monetárias mais restritivas. Esta dinâmica tem vindo a ser transversal a todas as economias e bancos centrais mundiais, no entanto, os desfasamentos entre economias na sua aplicação,

têm vindo a ser apontados por agentes como sendo a principal causa de instabilidade no mercado cambial, nomeadamente a desvalorização do euro face ao dólar<sup>12</sup>.

Neste contexto, o BCE terminou os programas de compra de ativos líquidos durante o primeiro semestre de 2022<sup>13</sup>. A 21 de julho de 2022<sup>14</sup>, o BCE anunciou o aumento das taxas de juro diretoras em 50 pontos base e aprovou o Instrumento de Proteção da Transmissão (IPT), mecanismo que pretende assegurar que a orientação da política monetária é transmitida uniformemente em todos os países da área do euro e pode ser ativado *“a fim de contrariar dinâmicas de mercado desordenadas, injustificadas e passíveis de representar uma ameaça grave para a transmissão da política monetária na área do euro”*.

A 8 de setembro de 2022<sup>15</sup>, o BCE voltou a subir as taxas de juros diretoras em 75 pontos base, passo que o Banco Central refere como importante para antecipar *“a transição do nível extremamente acomodatório prevalente das taxas de juro diretoras para níveis que assegurarão um regresso atempado da inflação ao objetivo de 2% a médio prazo estabelecido pelo BCE”*. Adicionalmente a autoridade monetária refere que espera voltar a aumentar as taxas de juro nas próximas reuniões para prevenir o risco de uma persistente deslocação em sentido ascendente das expectativas de inflação, sem prejuízo de análise aos dados e seguindo uma abordagem reunião a reunião.

Após , a inflação ter atingido, em setembro de 2022, os 9,9% na zona euro, o BCE decidiu<sup>16</sup>, a 27 de outubro, aumentar, pela terceira vez consecutiva, as taxas de juro diretoras, nesta ocasião em 0,75p.p. O crescimento do nível de preços tem-se mantido substancialmente acima do target do BCE, e deste modo as medidas do Conselho da autoridade monetária na zona euro visam *“reduzir o apoio à procura e prevenir o risco de uma persistente deslocação em sentido ascendente das expectativas de inflação”*.

Na Figura 2-3 apresenta-se a evolução das taxas de inflação de Portugal e da zona euro. Nesta figura é possível observar uma tendência de decréscimo no período pré-pandemia, e de forma mais acentuada durante o ano de 2019. A propagação da pandemia acentuou esta tendência, consequência da diminuição

---

<sup>12</sup> [Euro Analysis - Reuters](#)

<sup>13</sup> [Reunião BCE - 9 de junho](#)

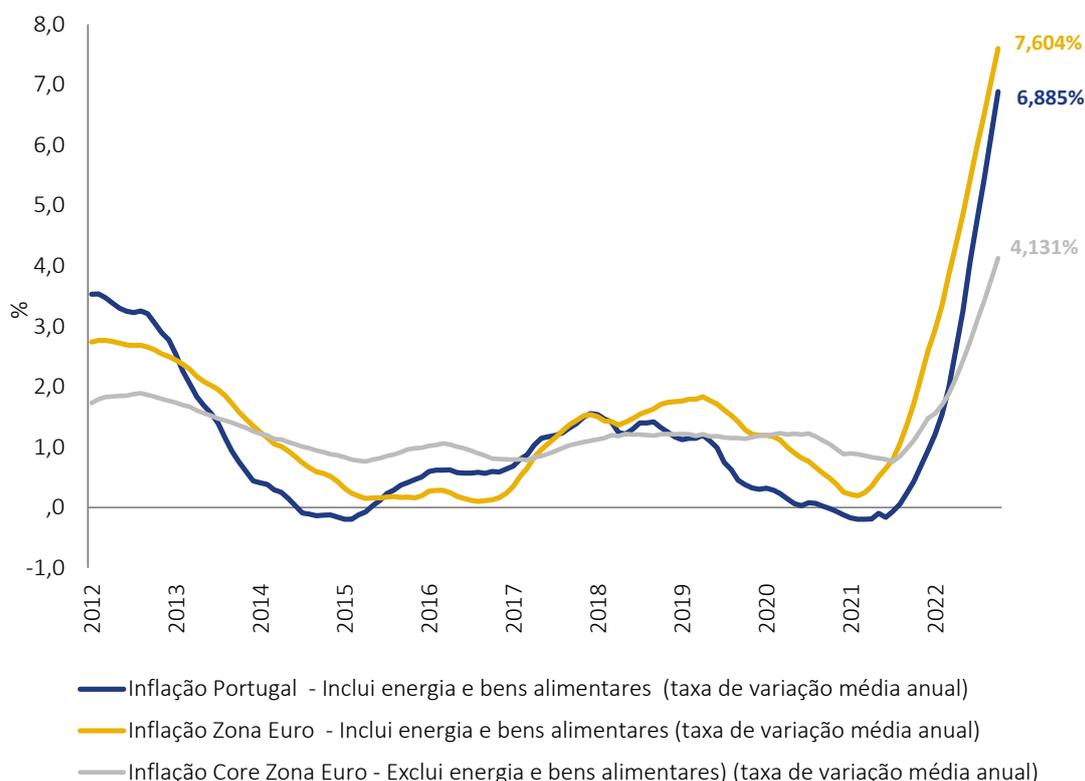
<sup>14</sup> [Reunião BCE - 21 de julho](#)

<sup>15</sup> [Reunião BCE - 8 de setembro](#)

<sup>16</sup> [Reunião BCE - 27 de outubro](#)

da procura de bens e serviços (em particular o turismo e bens industriais), da estagnação do mercado de trabalho e uma forte taxa de câmbio<sup>17</sup>.

Figura 2-3 - Taxas de inflação Portugal e Zona Euro



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

O início da inversão da tendência de diminuição, a partir de 2021, foi fomentado, principalmente, pelo aumento dos constrangimentos nas cadeias de abastecimento e pela recuperação da procura dos serviços mais afetados pela pandemia. No entanto, a partir de 2022, os conflitos geopolíticos na Europa provocaram uma aceleração do crescimento do nível de preços. O efeito do aumento das taxas de juro para travar o aumento da inflação que se tem verificado transversalmente nas economias ocidentais é um dos principais fatores apresentados pela OCDE no seu Economic Outlook<sup>18</sup> para justificar a antecipação de redução do crescimento económico nos países desenvolvidos.

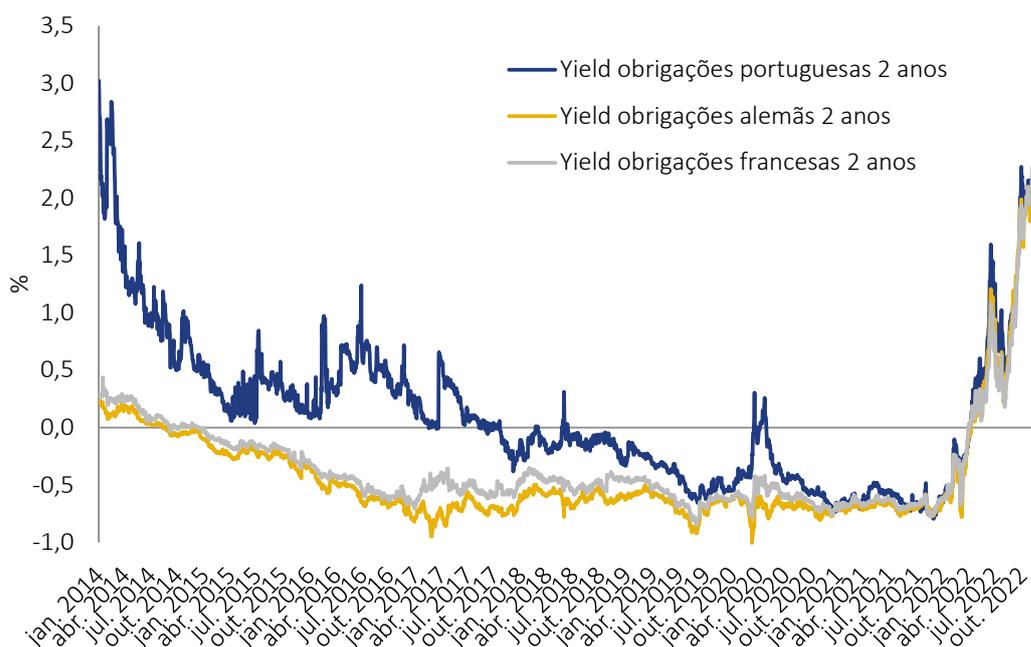
<sup>17</sup> [CE - Previsões Económicas de Outono 2020](#)

<sup>18</sup> [OCDE - Economic Outlook - Novembro 2022](#)

Tal como referido anteriormente esta pressão inflacionista gerou o agravamento dos juros das obrigações do tesouro a partir de 2022, transversal a todos os países europeus, sem, no entanto, se observar uma alteração significativa do spread.

Esta tendência é visível na Figura 2-4, apresentando-se a evolução das *yields* das obrigações do Estado com maturidade de 2 anos da Alemanha, da França, para além de Portugal.

**Figura 2-4 - *Yields* das obrigações a 2 anos**



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Observa-se, deste modo, que as *yields* das obrigações alemãs e francesas se encontram em máximos históricos do período ilustrado, enquanto no caso português se aproximam dos valores que se verificaram no início de 2014, período sob o qual Portugal ainda estava sob assistência financeira.

### TAXA DE INFLAÇÃO

O deflator do PIB é um instrumento utilizado para medir a inflação registada. Trata-se de um indicador de periodicidade anual 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 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 inicia em 2023, 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 2022 e 2023, são apresentadas no Quadro 2-1

**Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB**

	Unidade: %				
	CE	OCDE	FMI	CFP	BdP
2022	3,6	5,3	7,8	3,9	4,4
2023	5,2	6,4	4,6	3,7	-

Fontes: Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, novembro 2022; FMI – World Economic Outlook, outubro 2022; OCDE – Economic Outlook N.º 112, novembro de 2022; CFP - Perspetivas Económicas e Orçamentais 2022-2026 (atualização), setembro 2022; BdP - Boletim Económico, outubro 2022.

As previsões das empresas para 2022 e 2023 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2

**Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB**

	Unidade: %				
	REN	E-Redes	SU eletricidade	EDA	EEM
2022	2,5	2,9	2,9	-	4,0
2023	2,5	3,1	3,1	-	1,5

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

O IPIB, definido no Regulamento Tarifário (RT) em vigor, para 2023, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2022 publicada pelo INE (Instituto Nacional de Estatística, cujo valor é de 1,48%. 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). Importa salientar que esta metodologia de cálculo do IPIB, prevista no regulamento tarifário em vigor, tem sido aplicada pela ERSE durante vários

períodos de regulação. Embora exista um desfasamento temporal do período utilizado para o cálculo deste IPIB, face ao ano de tarifas a que se aplica, a longo prazo o efeito deverá ser neutro, ou seja, nalguns anos de tarifas o IPIB aplicado terá sido inferior ao registado nesse ano, mas noutros terá sido superior. Desta forma, o aumento de preços que se tem vindo a observar no terceiro e quarto trimestres de 2022 será refletido no cálculo do IPIB a aplicar na definição dos proveitos permitidos para o ano de 2024.

No quadro *infra* observa-se a evolução, nos últimos 3 exercícios tarifários, do deflator do IPIB considerado no cálculo das metas de eficiência, de acordo com o regulamento tarifário em vigor.

Quadro 2-3 – Evolução do deflator

T2021 (IPIB variação terminada no 2º trimestre de 2020)	T2022 (IPIB variação terminada no 2º trimestre de 2021)	T2023 (IPIB variação terminada no 2º trimestre de 2022)
2,32%	1,19%	1,48%

#### **SPREADA APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2022**

Na Figura 2-5 podemos observar a evolução das *yields* das obrigações da EDP e REN de mais curto prazo desde 2019. A evolução das *yields* destas obrigações reflete as condições de financiamento das empresas, que têm acompanhado as condições económicas e financeiras do país e da zona euro.

Em 2021 e 2022, as dívidas das principais empresas do setor elétrico viram os seus *ratings* melhorar, à semelhança do ocorrido com a dívida soberana portuguesa. A EDP viu os seus últimos *upgrades* em 2021 pela Fitch<sup>19</sup> e pela S&P<sup>20</sup>, que refletiram a avaliação positiva das agências do novo plano estratégico da empresa, fundamentado na melhoria das métricas de alavancagem financeira, e no crescimento robusto em energias renováveis e nas redes elétricas, com diversificação a nível geográfico. Em 2022, o *rating* não se alterou por parte de nenhuma das 3 principais agências de notação, reafirmando-se os pontos fortes do plano estratégico da empresa anteriormente referidos, e referindo como riscos a elevada incerteza do *output* hídrico e eólico, a ambição do respetivo plano, em particular em termos de capital, e os riscos

<sup>19</sup> [FITCH UPGRADES EDP TO 'BBB' WITH STABLE](#)

<sup>20</sup> [S&P UPGRADES EDP TO "BBB" WITH STABLE](#)

macroeconómicos e políticos. A REN viu a avaliação da sua dívida melhorar em julho de 2022, pela Moody's<sup>21</sup> para "Baa2", e, em novembro de 2022, pela Fitch<sup>22</sup> para "BBB+", justificadas pela capacidade da empresa em manter os principais indicadores de crédito em níveis adequados face ao novo período de regulação que se iniciou em 2022. Ambas as agências salientam a estabilidade regulatória no qual se insere as atividades desenvolvidas pela empresa, referindo em particular que a alteração de metodologia de regulação em 2022 na atividade de transporte de energia elétrica deverá ter um impacto neutro nas condições de financiamento da empresa.

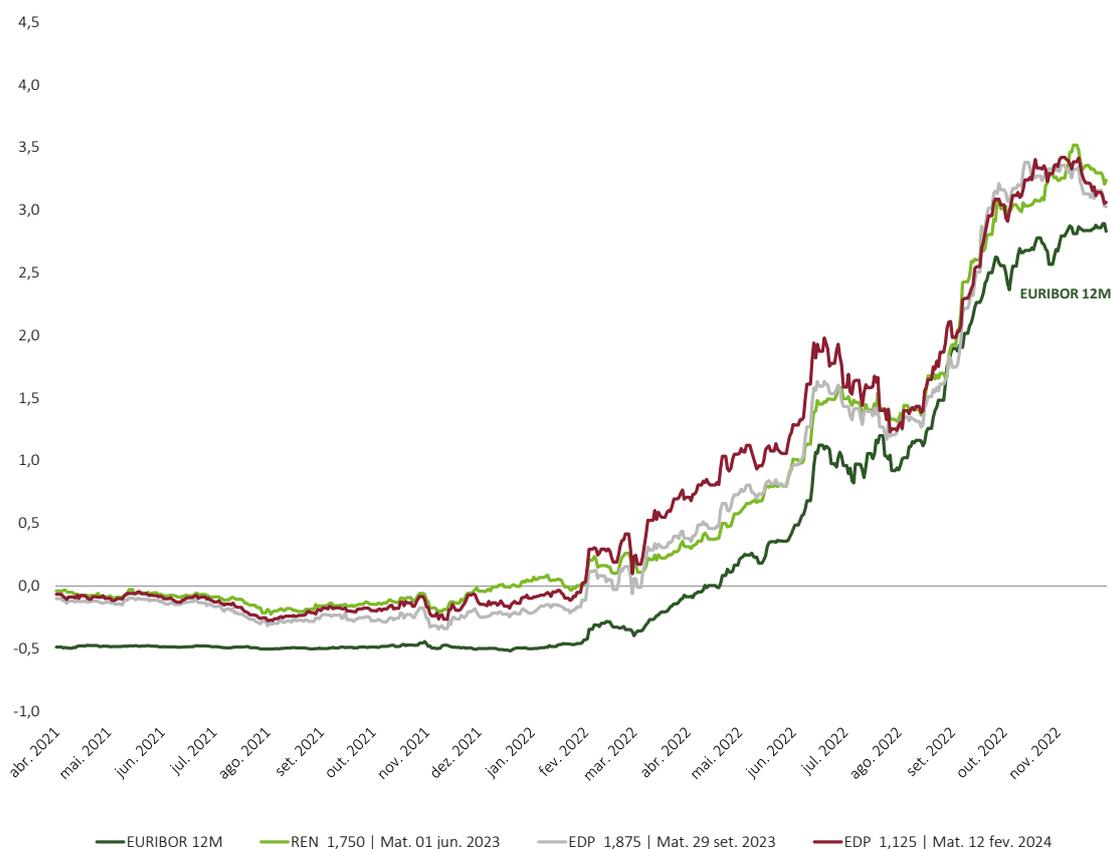
Em 2022, ano de referência para a definição do *spread* de ajustamento de t-1, observou-se um aumento das *yields* de curto prazo dos grupos empresariais do setor elétrico, bem como da Euribor a 12 meses. Deste modo, o aumento verificado foi de magnitude semelhante entre todas as variáveis relevantes para análise, observando-se que o *spread* entre as *yields* da EDP e da REN e as Euribor a 12 meses não se alteraram significativamente face a anos anteriores, com valores a rondar os 0,50p.p. A correspondência entre a evolução das *yields* das principais empresas do SEN e as taxas de juro de curto prazo reflete a evolução positiva dos *ratings* da dívida destas empresas, que se observou nos últimos anos à semelhança dos da dívida da República Portuguesa.

---

<sup>21</sup> [Moody's upgrades REN's ratings to Baa2; outlook stable](#)

<sup>22</sup> [Fitch Upgrades REN's Senior Unsecured Rating to 'BBB+'](#)

Figura 2-5 - Evolução das *yields* das obrigações da EDP e REN de curto prazo



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Deste modo, entendeu-se manter o valor do *spread* para 2022 em 0,50 pp (pontos percentuais), igual ao *spread* do ano 2021 que foi definido para um valor de 0,50 pp (que passa a ser o *spread* para t-2).

Assim, 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 2021 (t-1), é de 0,50 pp<sup>23</sup>.

#### TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS

As taxas de remuneração dos ativos aplicáveis aos ajustamentos resultam da metodologia de indexação constante do documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020». O impacto da indexação

<sup>23</sup> 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.

do custo de capital nos proveitos permitidos das atividades reguladas verifica-se a *posteriori*, através dos respectivos ajustamentos, no âmbito do Regulamento Tarifário.

Com base nas características do mecanismo de indexação, calcularam-se os valores do custo de capital final para 2021.

**Quadro 2-4 - Taxa de remuneração para 2021**

	Unidade: %	
	2021	
	Tarifas	Final
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização	4,85%	4,76%
Valor previsto para o indutor a aplicar à correspondente parcela de TOTEX na atividade de DEE em BT - Taxa de remuneração (%)	5,10%	5,01%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM)	4,60%	4,51%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	5,35%	5,26%

As taxas de remuneração finais para 2021 fixaram-se em 4,76% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 4,51% para as atividades de TEE, GGS, CVEE AC e AEEGS (EDA, EEM), sendo assim 0,09pp mais reduzidas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2021.

Para 2022 e 2023, 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 2022 e de 2023 são apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 2-5 - Taxas de remuneração para 2022 e 2023

Unidade: %

	2022		2023
	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE, CVEE e Comercialização	4,70%	5,05%	5,05%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS, CVEEAC e AEEGS (EDA, EEM)	4,40%	4,75%	4,75%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	5,15%	5,50%	5,50%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	1,50%	1,50%	1,50%

As taxas definitivas para os anos do período de regulação 2022-2025 são calculadas com base na metodologia de indexação definida do documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025». Os valores das taxas de remuneração estimadas para 2022 do setor elétrico ficaram definidas em 5,05% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 4,75% para as atividades de TEE, GGS, CVEE AC e AEEGS (EDA, EEM). As taxas de remuneração estimadas para 2022 são, assim, 0,35pp acima das taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2022, refletindo a evolução das *yields* das obrigações do tesouro a 10 anos pelos motivos expostos anteriormente.

#### CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E *SPREADS* APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2023

No seguimento do referido, o Quadro 2-6 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2023.

Quadro 2-6 - Taxas de juro e *spreads*

	Unidade: %
	2023
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2021, para cálculo dos ajustamentos de 2021	-0,491%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de 2022, para cálculo dos ajustamentos de 2021 e de 2022	0,835%
Spread no ano 2021 para cálculo dos ajustamentos de 2021	0,5 p.p.
Spread no ano 2021 para cálculo dos ajustamentos de 2021 e dos ajustamentos de 2022	0,5 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2022, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,195%
Spread para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	1,95 p.p.
Taxa definitiva aplicável ao alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2023	-(1)

Nota (1): Por ausência de aplicação do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a produção em regime especial, de acordo com o exposto no capítulo relativo à Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, a respetiva taxa não foi necessária definir.

## 2.2 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

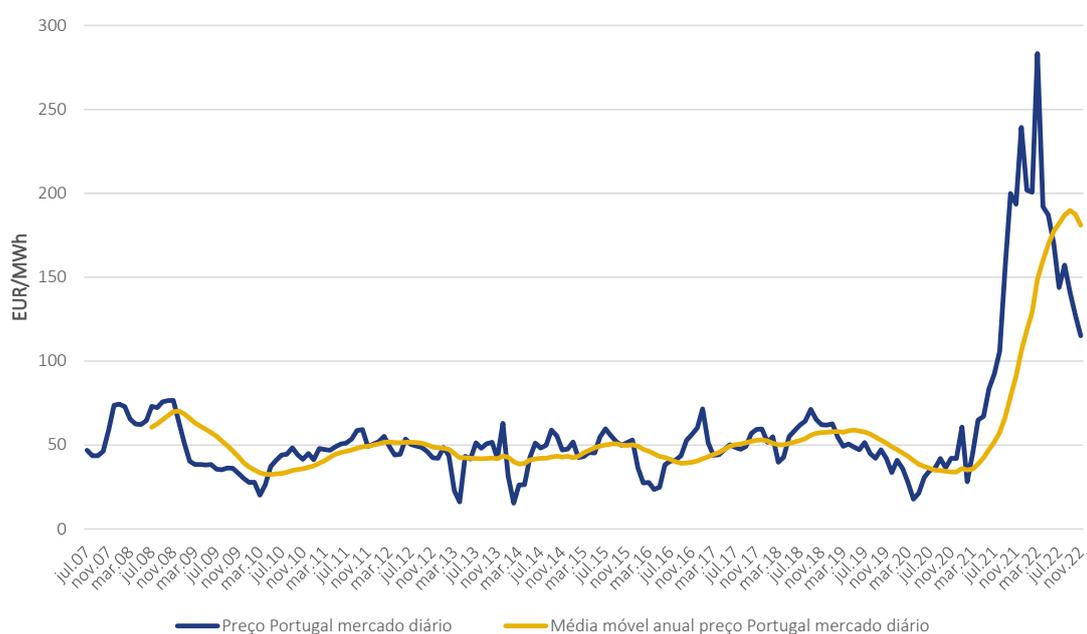
### EVOLUÇÃO DOS PREÇOS EM PORTUGAL E ESPANHA

A evolução do preço médio mensal da energia elétrica no mercado diário do OMIE para Portugal tem apresentando uma grande volatilidade, que decorre em grande parte de fatores sazonais, designadamente os fatores climatéricos, a evolução dos preços das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e a evolução dos preços dos combustíveis que influem na determinação do preço marginal do mercado grossista, o gás natural e o carvão.

Desde meados de 2021 que tem ocorrido um substancial incremento da volatilidade e do nível dos preços grossistas na generalidade dos vetores energéticos. Esta situação, por circunstâncias que se prendem com a forte dependência energética da Europa face a fontes externas de aprovisionamento, foi agravada com a eclosão da crise geopolítica da invasão da Ucrânia pela Federação Russa no primeiro trimestre de 2022.

Consequentemente, fez registar um aumento muito considerável dos preços no mercado *spot* tendo chegado ao máximo de 283,29 EUR/MWh em março de 2022 (Figura 2-6). Em termos de média móvel dos últimos 12 meses, a evolução do preço da energia elétrica apresentou uma evolução crescente, tendo atingido 180,97 EUR/MWh em novembro de 2022, tendo sido esta minorada com a introdução do mecanismo excepcional e temporário de ajuste dos custos de produção de energia elétrica com reflexo na formação do preço de mercado da eletricidade no referencial grossista do Mercado Ibérico de Eletricidade (MIBEL)<sup>24</sup> pelos governos de Portugal e Espanha, a 15 de junho de 2022.

Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

No caso do mercado espanhol, e para um maior período de análise, observa-se uma tendência semelhante (Figura 2-7).

<sup>24</sup> Doravante Mecanismo Ibérico.

Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

O diferencial de preços entre Portugal e Espanha tem vindo a diminuir desde o início de arranque do MIBEL, em julho de 2007, sendo que os períodos de acoplamento de preços (em que a diferença de preços é nula) são cada vez mais frequentes, de maior duração, nomeadamente entre abril de 2014 e julho de 2015 e, a partir de julho de 2019, com um diferencial de preços em redor dos 0 EUR/MWh. Regista-se, contudo, um afastamento deste equilíbrio durante os meses de dezembro de 2017 e janeiro de 2018 (em média, a rondar os 1,6 EUR/MWh de diferencial de preços), e um afastamento mais ligeiro decorrido durante os primeiros cinco meses de 2019 (em média, em torno dos 0,5 EUR/MWh de diferencial de preços) e entre dezembro de 2020 e janeiro de 2021 (em média, em torno dos 0,3 EUR/MWh) como se pode observar na Figura 2-8. Durante o ano de 2021, de janeiro até ao final de agosto verificou-se um reduzido diferencial de preços de cerca de 0,01 EUR/MWh (no sentido exportador), sinalizando o elevado nível de acoplamento no mercado ibérico de energia. Durante o período observado de 2022, registou-se um elevado nível de acoplamento dos mercados, verificando-se, no entanto, um diferencial de preços em agosto de cerca de 2,4 EUR/MWh.

Figura 2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Face à atual integração dos mercados, cuja tendência intensificou-se com o reforço da interligação das redes de transporte de Portugal e Espanha na fronteira do Minho com a Galiza, com entrada em exploração em 2021, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes das condições de mercado em Espanha. Com a implementação em 2013, em Espanha, de um conjunto de medidas fiscais para a diminuição do *deficit* tarifário, ocorreu uma alteração nas condições de mercado. Este pacote de medidas materializou-se na aplicação de impostos sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, e sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica, bem como, a introdução de taxas sobre combustíveis de origem fósseis, cujo efeito impacta na formação dos preços no OMIE pela repercussão da fiscalidade dos centros electroprodutores abrangidos em mercado.

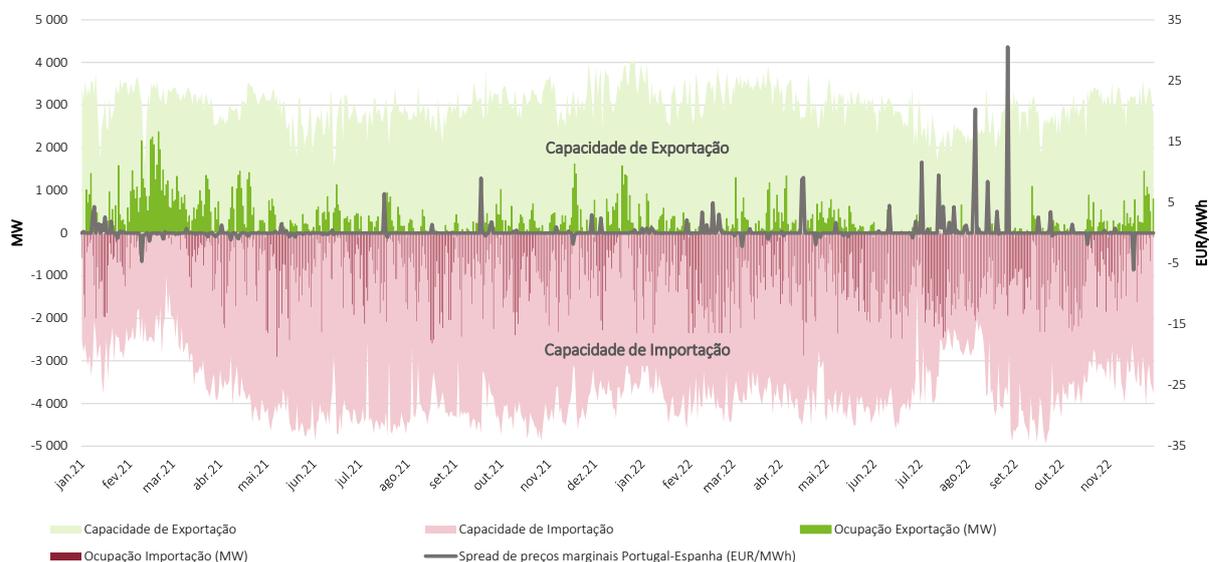
No entanto, em outubro de 2018, o Governo espanhol aprovou medidas urgentes para limitar a subida do preço da eletricidade. Estas medidas, publicadas em *Real Decreto-ley*, compreenderam a suspensão temporária, durante um período de seis meses, do imposto sobre a produção de energia elétrica e a aplicação do regime de isenção no imposto sobre hidrocarbonetos (carvão e gás natural) na produção de energia elétrica visando reduzir o impacto da subida dos principais índices de energia primária na definição dos custos marginais de produção, com reflexo na formação dos preços no mercado grossista de energia elétrica. Em 2021, o governo espanhol, de forma a mitigar a escalada dos preços de energia elétrica observado no decurso do 2.º e 3.º trimestre de 2021 no referencial grossista do mercado elétrico, voltou a suspender temporariamente, o regime fiscal aplicável à produção de eletricidade, no 2.º semestre de

2021, tendo essa situação de suspensão do regime fiscal prolongado pelo ano de 2022, como medida de desagravamento do aumento de preços verificado no mercado grossista de eletricidade.

A 14 de maio de 2022, os governos de Portugal e Espanha estabeleceram o mecanismo ibérico de ajuste dos custos de produção de energia elétrica, que entrou em vigor a 15 de junho de 2022, no qual permitiu fixar um preço de referência para o gás natural consumido para a produção de eletricidade. Esta é a razão pelo qual se justifica uma queda abrupta dos preços da energia elétrica no mercado diário observável nas zonas de preço portuguesa e espanhola do MIBEL.

A Figura 2-9, que apresenta, em base horária, a capacidade de interligação disponível na fronteira Portugal-Espanha e a sua utilização, permite constatar a relação direta entre as restrições de capacidade, e a existência do diferencial de preços entre os mercados diários de Espanha e de Portugal. No primeiro trimestre de 2021, observa-se um aumento da capacidade de interligação no sentido exportador (Portugal→Espanha) e um aumento da ocupação da interligação no sentido exportador, o que originou, nesse período, um aumento do número de horas de separação de mercados, entre Portugal e Espanha. A partir do segundo trimestre de 2021 até ao final do período em análise, verificou-se um aumento da capacidade de interligação no sentido importador (Espanha→Portugal) e um acréscimo da ocupação da interligação no sentido importador. Durante o terceiro trimestre de 2022, observou-se ainda em algumas horas um elevado *spread* de preços de mercado no sentido exportador, essencialmente motivado pela redução da capacidade de exportação por parte dos operadores de rede de transporte. Por outro lado, no quarto trimestre de 2022, observou-se em média, *spread* de preços de mercado no sentido exportador, concretamente com evidência durante o mês de novembro, motivado por condições de hidraulicidade e de eolicidade gradualmente favoráveis à produção hídrica e eólica.

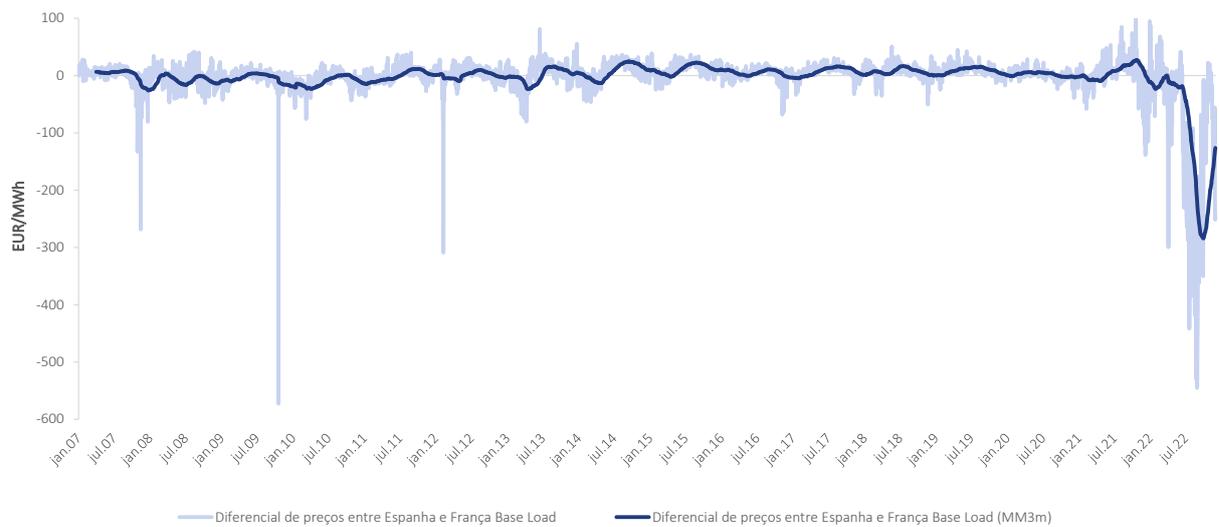
Figura 2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Ainda assim, os diferenciais de preços observados nos últimos 2 anos entre Portugal e Espanha mostram que as separações de preços entre os mercados português e espanhol são, de um modo geral, situações temporárias, resultantes, a título de exemplo, de redução da capacidade de importação na rede do lado espanhol. Pelo contrário, entre o conjunto do mercado ibérico e o mercado francês tem existido um diferencial de preços elevado, como se pode observar na Figura 2-10 *infra*, tendo apresentado recentemente, em média os seguintes diferenciais de preço, em valor absoluto, entre Espanha e França: 19,55 EUR/MWh (2021) e de 108,97 EUR/MWh (entre 1 de janeiro e 30 de novembro de 2022). A introdução do mecanismo ibérico influenciou acentuadamente os diferenciais de preços a partir de 15 de junho de 2022, com um aumento significativo da procura dirigida ao sistema ibérico por parte de França, resultante do processo de acoplamento de mercados.

Figura 2-10 - Diferencial de preços entre Espanha e França

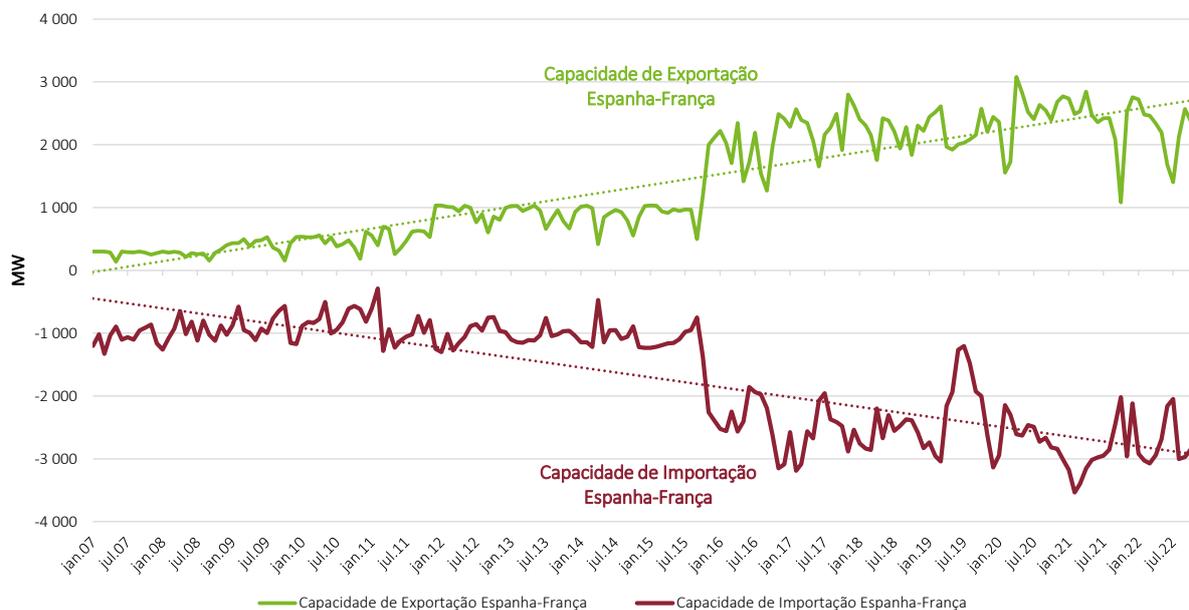


Fonte: Refinitiv Eikon, Elaboração ERSE

No que respeita à interligação entre Espanha e França, assinala-se o aumento significativo da capacidade de interligações, a partir de 2016, com a entrada em exploração comercial em outubro de 2015 de uma linha em corrente contínua (linha Santa Llogaia - Baixas<sup>25</sup>) e respetivas subestações de conversão AC/DC, que permitiu duplicar a capacidade de interligação na fronteira entre Espanha e França, de 1400 MW para 2800 MW, facto que é perceptível na Figura 2-11 *infra*.

<sup>25</sup> <https://www.ree.es/en/activities/unique-projects/new-interconnection-with-france>

Figura 2-11 - Capacidade de interligação entre Espanha e França

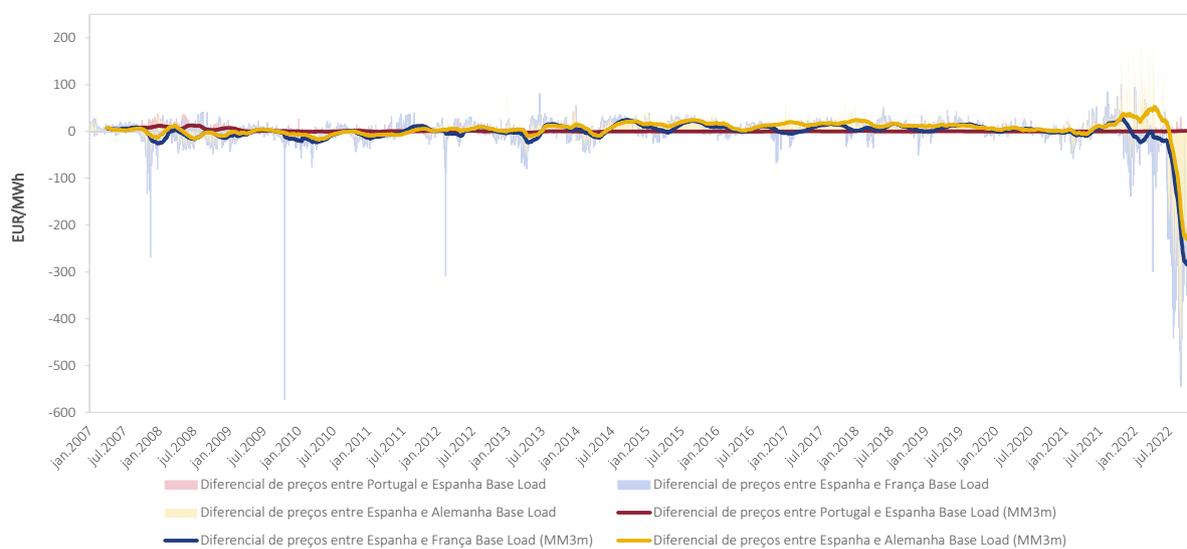


Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Neste sentido, em 2022, a média dos diferenciais de preço, em valores absolutos, registados na interligação entre Espanha e França, entre janeiro e novembro de 2022, foi de 108,97 EUR/MWh, muito longe da média dos diferenciais de preço registados entre Portugal e Espanha, de 0,46 EUR/MWh. Tal como referido, a implementação do mecanismo ibérico a 15 de junho de 2022 contribuiu significativamente para o incremento do diferencial de preços registados entre o mercado ibérico e o mercado francês.

Na Figura 2-12 seguinte pode-se observar que o diferencial de preços de energia elétrica entre Espanha e França, e entre Espanha e Alemanha é bastante superior ao diferencial de preços entre Portugal e Espanha, decorrente da implementação do mecanismo ibérico.

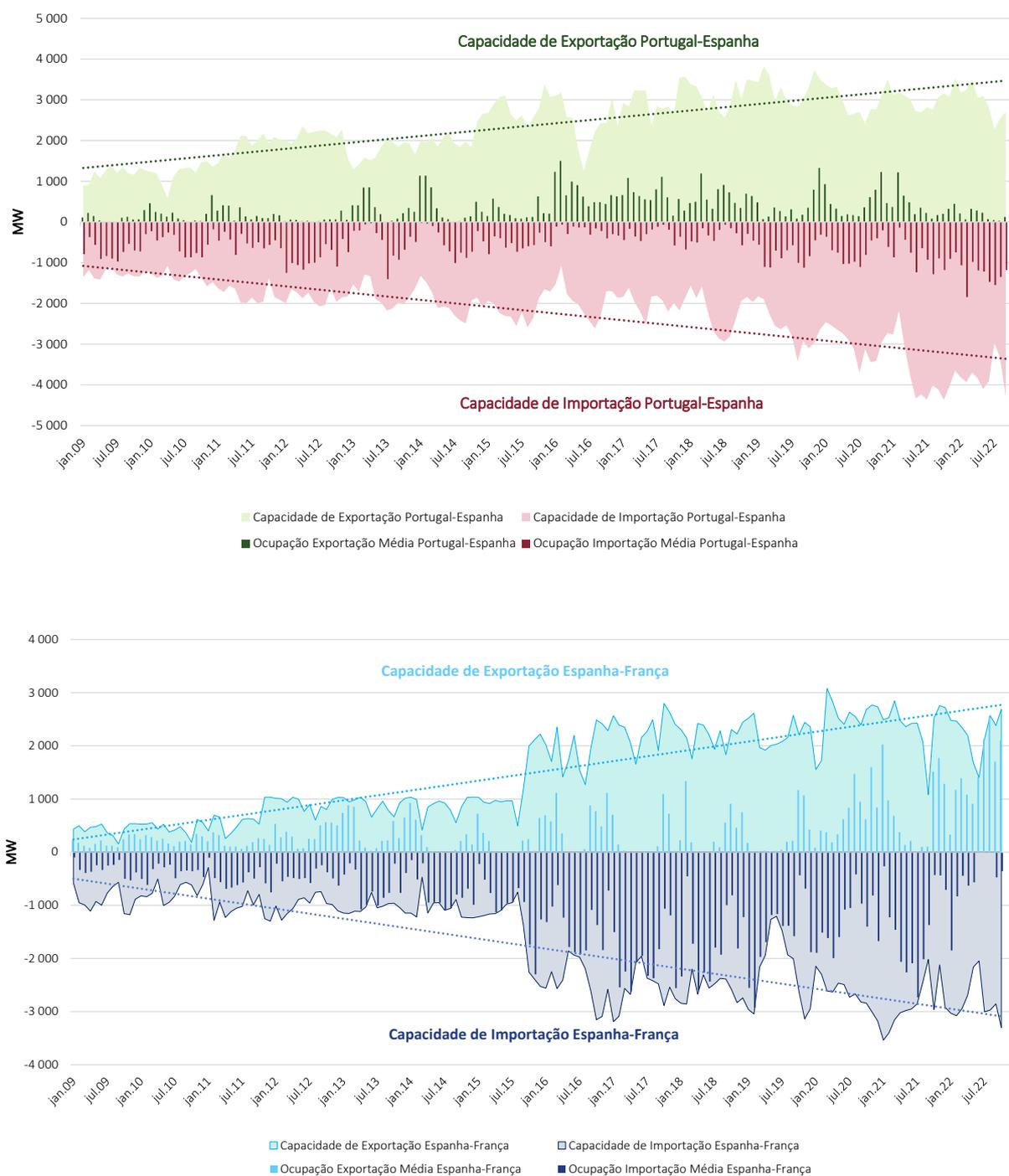
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha



Fonte: Refinitiv Eikon, Elaboração ERSE

Na Figura 2-13 abaixo pode-se observar a evolução da capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França.

Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França

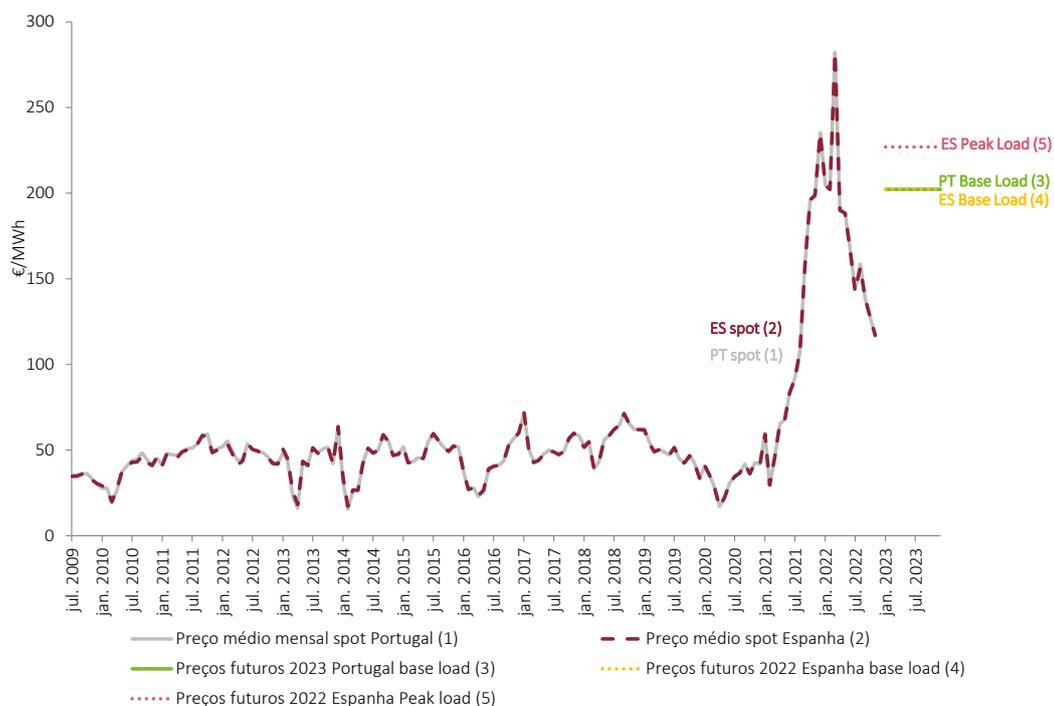


Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Em termos de previsões para 2023, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2023 apontam, em novembro do corrente ano, para preços de energia elevados, de 202 EUR/MWh, no que diz

respeito a contratos *base load* e para valores próximos dos 227 EUR/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-14).

Figura 2-14 - Evolução do preço *spot* e dos mercados de futuros



Fonte: ERSE, OMIP

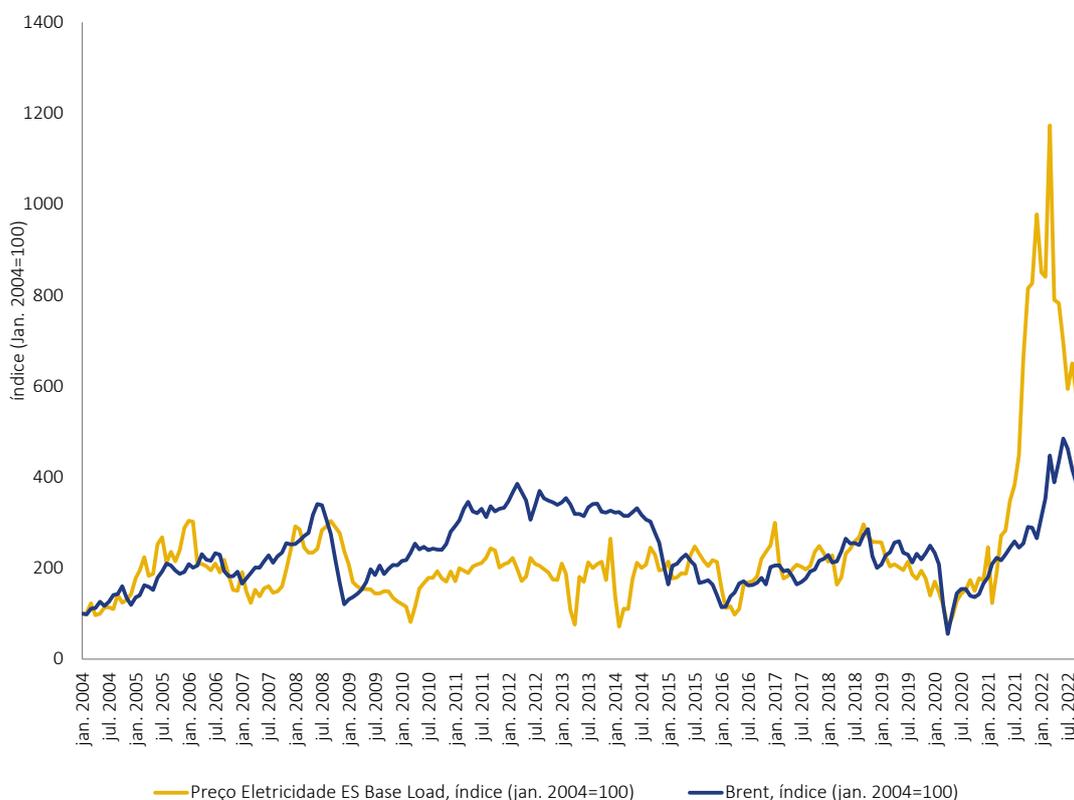
De seguida, efetua-se uma análise aos fatores que justificam a evolução do preço de energia elétrica e que não digam respeito a restrições nas capacidades de interligações.

#### FATORES EXPLICATIVOS DA EVOLUÇÃO DO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA

A evolução do preço de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e o preço do petróleo tem apresentado alguma correlação, principalmente entre 2004 e 2009 e, novamente, entre 2015 e meados de 2021, antes da escalada de preços de energia elétrica ocorrida a partir de junho de 2021 (Figura 2-15).

Figura 2-15 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)

(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

A partir de meados de 2021, registou-se um desacoplamento significativo entre os preços da energia elétrica e o preço do *Brent*.

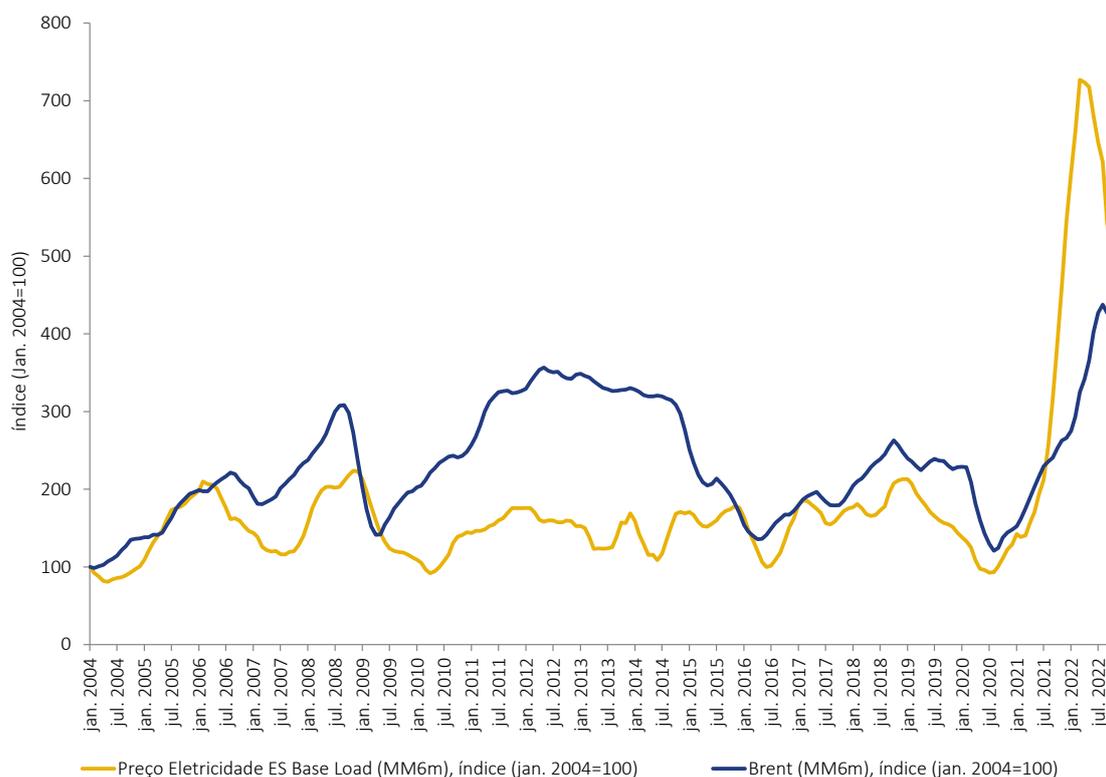
A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até meados de 2021, decorreu, principalmente, do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural, sendo que, por sua vez, a evolução do preço desta *commodity* estava em parte correlacionado com o preço do petróleo.

A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica atenuou-se com a penetração da produção de centrais com fontes de energia renováveis no *mix* de produção na Península Ibérica. Assim, o impacto que a evolução do preço do petróleo tem na evolução do preço de energia elétrica depende, entre outros fatores, da hidraulicidade e da eolicidade.

De forma a anular eventuais efeitos decorrentes da sazonalidade nos preços e internalizar o efeito decorrente do desfasamento entre o preço do petróleo e o preço do gás natural, na Figura 2-16 comparam-

se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004<sup>26</sup>, e do preço do petróleo.

**Figura 2-16 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)**  
(índice jan. 2004=100)

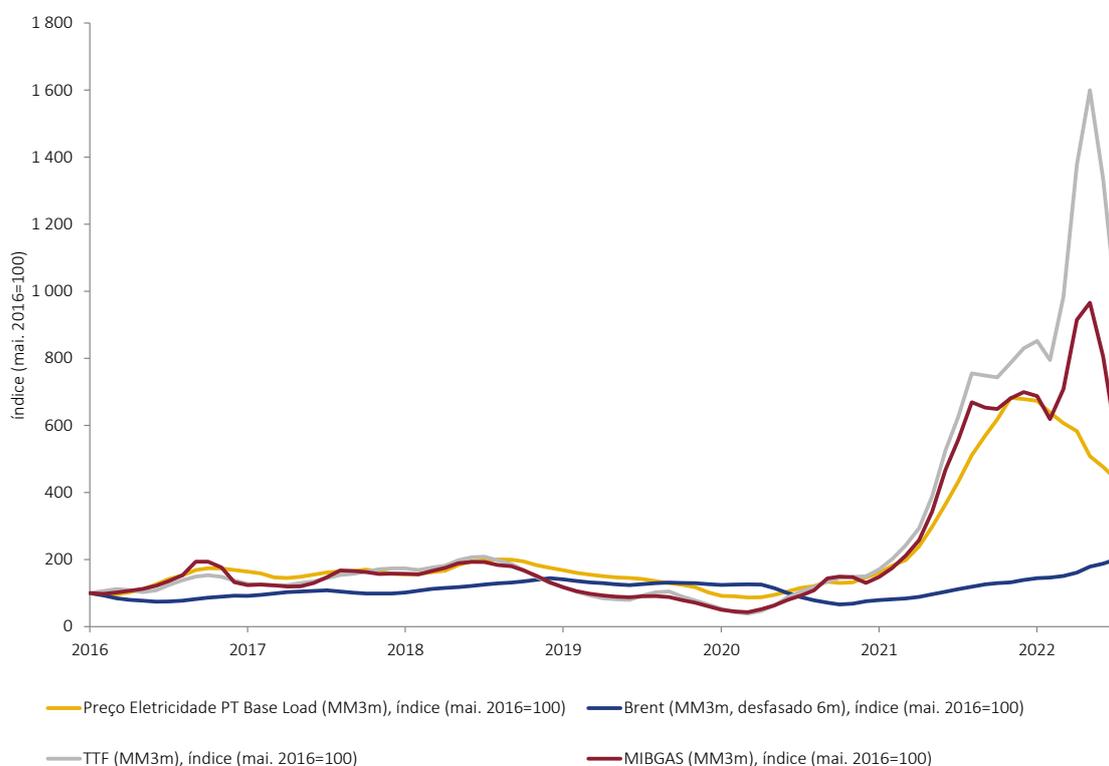


Fonte: ERSE, OMEL

Tendo em consideração que o preço do gás é um dos fatores que também influencia, em grande medida, o preço da eletricidade, nomeadamente no período mais recente, a Figura 2-17 acrescenta a cotação do TTF e do MIBGAS à anterior análise. Na Figura 2-17 pode-se observar o desacoplamento entre o preço da eletricidade e a cotação do *Brent* a partir de 2021 e, em sentido oposto, um reforço do acoplamento entre o preço da eletricidade e o preço do gás entre o início de 2021 e meados de 2022, quer ao nível do TTF, quer ao nível do MIBGAS. A partir de julho de 2022 observa-se um desacoplamento entre o preço da eletricidade e os preços do gás, decorrente, em grande medida, da implementação do mecanismo ibérico.

<sup>26</sup> A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

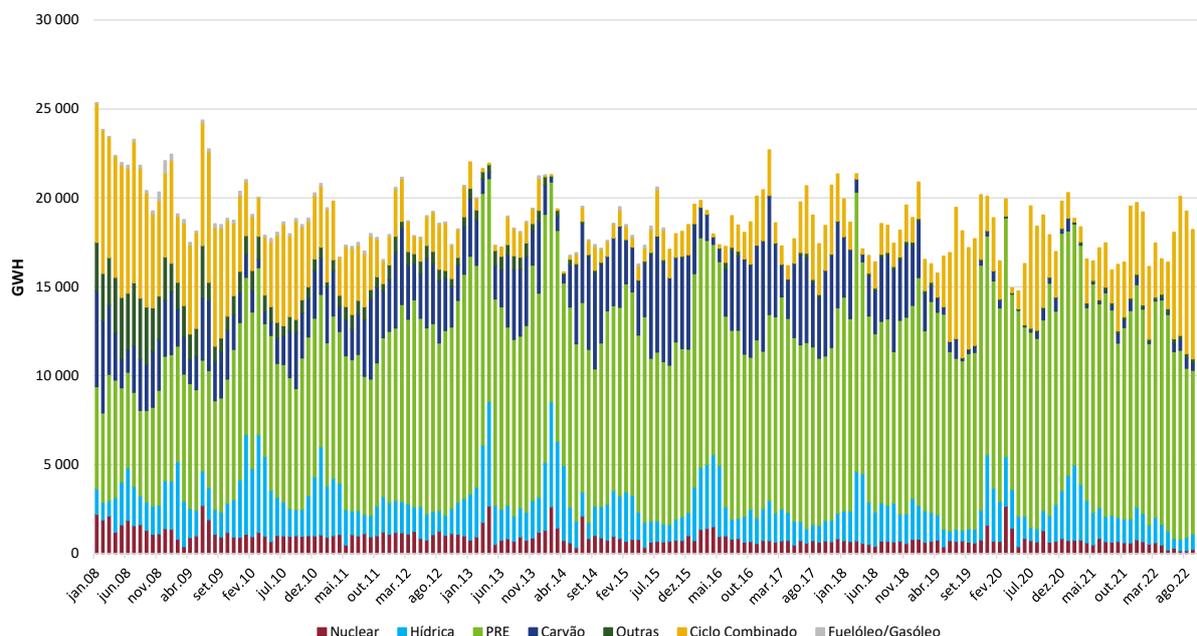
Figura 2-17 - Média móvel preços *spot* energia elétrica em Portugal, *Brent* (euros), TTF e MIBGAS (índice mai. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL, MIBGAS, Refinitiv

Como foi anteriormente referido, para além do impacte do preço dos combustíveis, o *mix* tecnológico de produção tem uma influência significativa na evolução do preço de energia elétrica. Assim, no que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial (Figura 2-18), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é substancialmente menor em períodos mais secos como o que se observou no ano de 2017 e no segundo semestre de 2019. Desde 2020 têm-se mantido a tendência de diminuição do peso da produção de centrais a carvão verificada desde o início de 2019, com o descomissionamento da Central térmica a carvão de Sines, no final de 2020. Em 2021, essa tendência de redução do peso do carvão no *mix* tecnológico de produção mantém-se, com a expectativa do descomissionamento da central térmica a carvão do Pego, a 30 de novembro de acordo com o previsto no CAE – Contrato de Aquisição de Energia. Em 2022, consolidou-se o efeito da retirada da tecnologia do carvão no *mix* tecnológico de produção.

Figura 2-18 - Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia



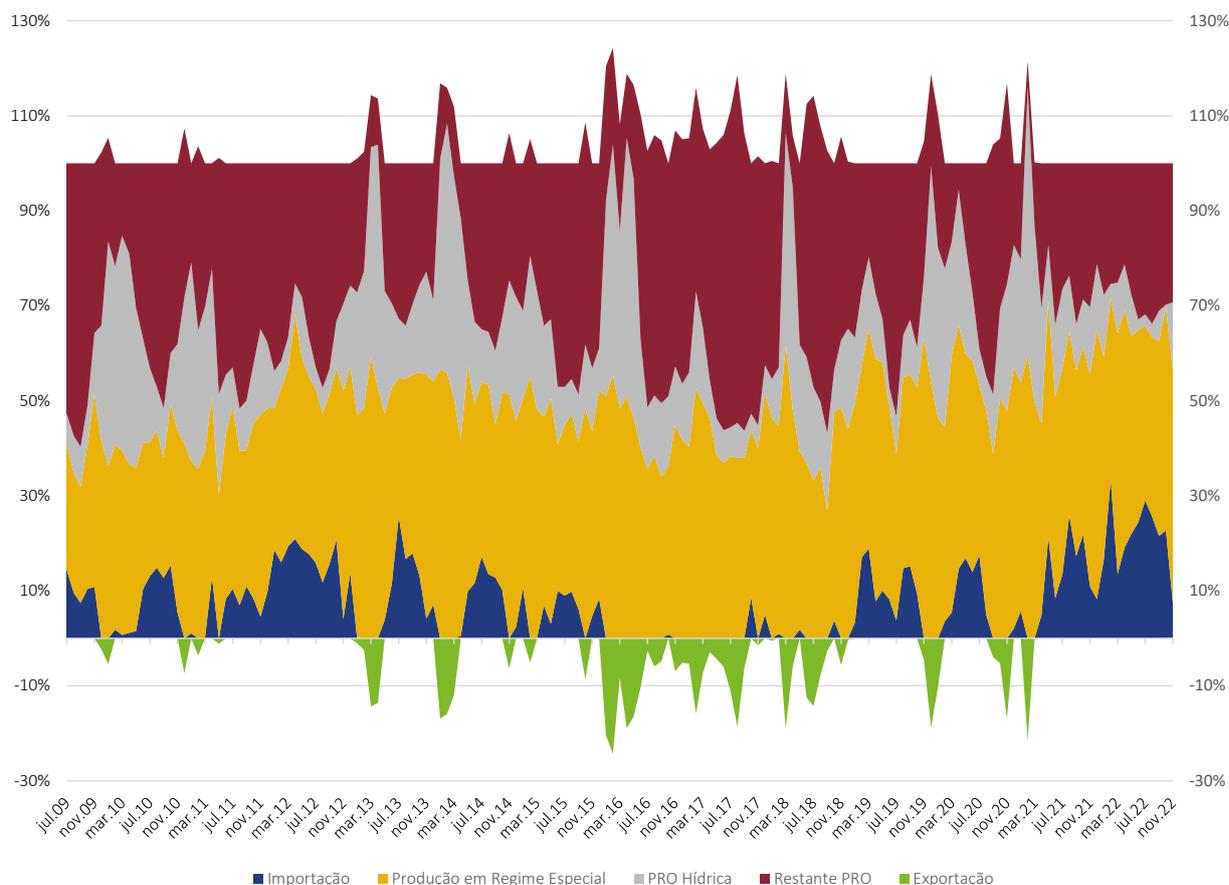
Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-19 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das grandes centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, de facto, que durante os primeiros oito meses de 2016 e grande parte dos anos de 2017, 2018, último trimestre de 2019 e início de 2020 bem como final de 2020 e início de 2021, as condições climáticas foram de tal modo favoráveis à produção hídrica e à produção em regime especial que originaram exportação líquida para Espanha.

Por outro lado, nos restantes trimestres de 2019 e em grande parte de 2020 verificaram-se condições climáticas mais desfavoráveis o que, consequentemente levou a uma redução da produção em regime especial que foi compensada pela produção térmica, e por valores verificados de importação proveniente de Espanha.

A partir da segunda metade de 2021, verificou-se um regime hidrológico desfavorável e uma consequente diminuição da produção hídrica até meados do quarto trimestre de 2022, resultando na existência de saldos importadores de Espanha para a satisfação do consumo em Portugal.

Figura 2-19 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal



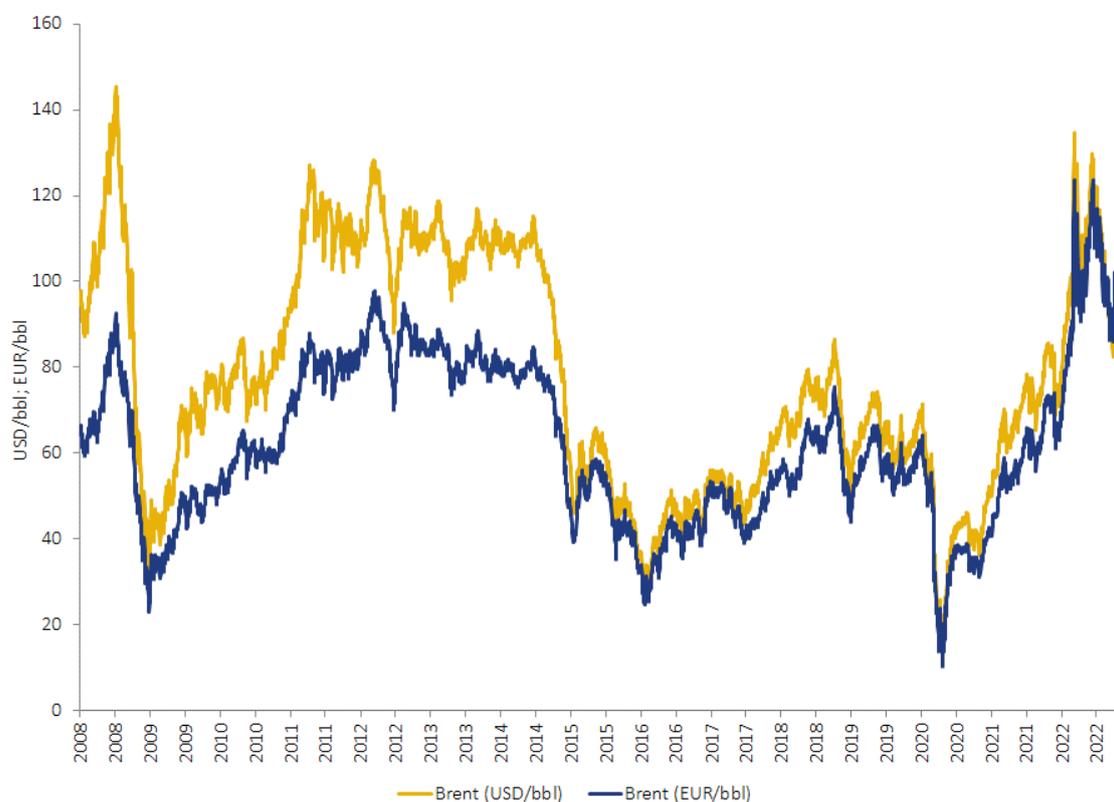
Fonte: REN, Elaboração ERSE

O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço final desta fonte de energia não é, de um modo geral, definido no mercado grossista, mas sim através de tarifa garantida. De facto, o crescimento da produção em regime especial, provoca uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, isto é, da procura deduzida das ofertas a preço zero por terem custos marginais tendencialmente nulos. No entanto, o peso da PRE é igualmente influenciado por fatores climáticos. Em anos mais secos ou com hidraulicidade normal, o peso das centrais convencionais no *mix* de produção é reforçado, pelo que a necessidade de analisar a evolução dos preços dos diferentes combustíveis mantém-se em qualquer exercício de previsão da evolução do preço de energia elétrica.

O preço do petróleo (Figura 2-20) registou, na sua evolução mais recente, um aumento da volatilidade, uma amplitude de variação bastante elevada e um aumento das cotações para níveis acima dos verificados em 2008 na cotação em USD/bbl e para máximos históricos na cotação em EUR/bbl.

Em 2022, com dados até final de novembro, a média da cotação do *Brent* registada foi de 97,8 EUR/bbl (102,8 USD/bbl), 63% acima da média do ano anterior, de 60,0 EUR/bbl.

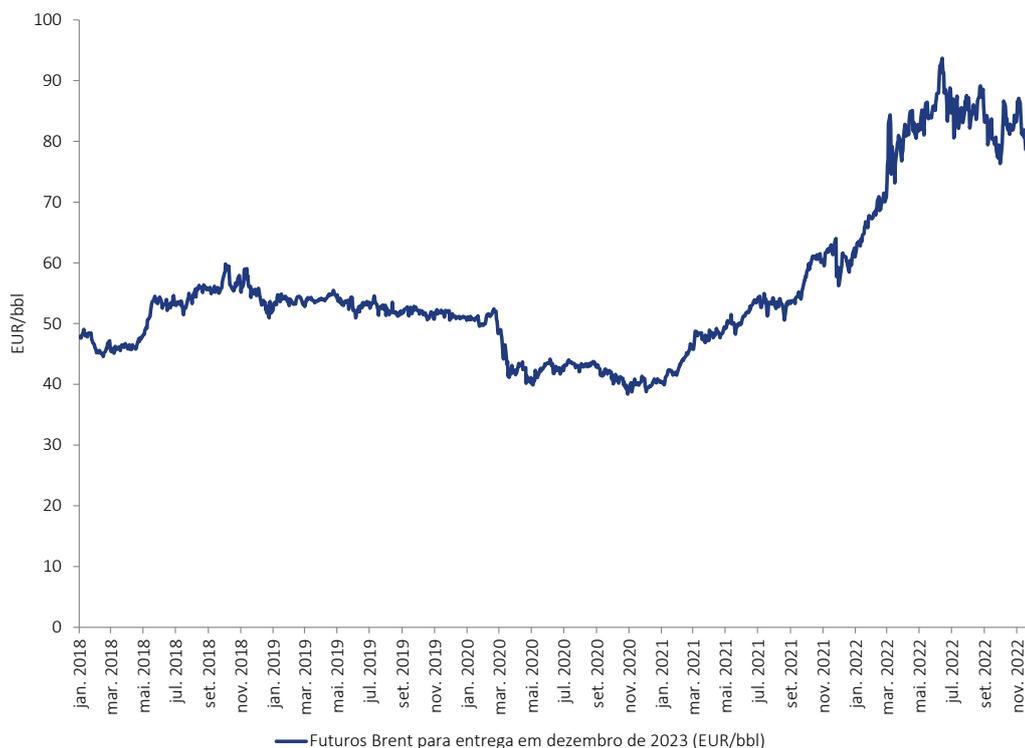
Figura 2-20 - Evolução preço diário *Brent* (EUR/bbl)



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 2-21), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de subida a partir do início de 2021, acentuada a partir do início de 2022. A média das cotações até novembro foi de 80 EUR/bbl.

Figura 2-21 - Preço de futuros petróleo *Brent* para entrega em dezembro de 2023



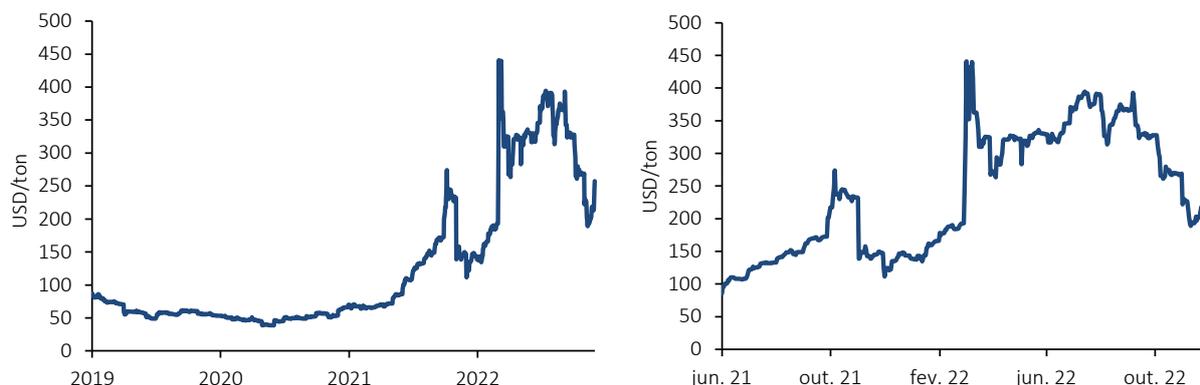
Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Na Figura 2-22 podemos observar a evolução do preço do carvão nos mercados do noroeste da Europa (mercado OTC a um mês). Desde o final de 2021 a cotação do carvão registou um grande aumento da volatilidade. Após o pico do preço do carvão verificado no início de outubro de 2021, registou-se um reequilíbrio relativo deste mercado, que levou a uma queda do seu preço médio a um mês nos mercados do noroeste europeu, para valores inferiores a 200 USD/ton no final do mês de fevereiro de 2022. No entanto, no início de março esta commodity registou o máximo histórico de 441 USD/ton, devido ao início do conflito da Rússia com a Ucrânia.

A partir do segundo trimestre de 2022 observou-se um novo aumento da volatilidade, com o carvão a manter-se num intervalo de valores elevados, entre 264 EUR/ton e 395 EUR/ton.

Em 2022, com dados até novembro, o preço médio do carvão registado foi de 288 USD/ton, observando-se um crescimento de 143% relativamente a 2021 (que registou um valor médio de 119 USD/ton).

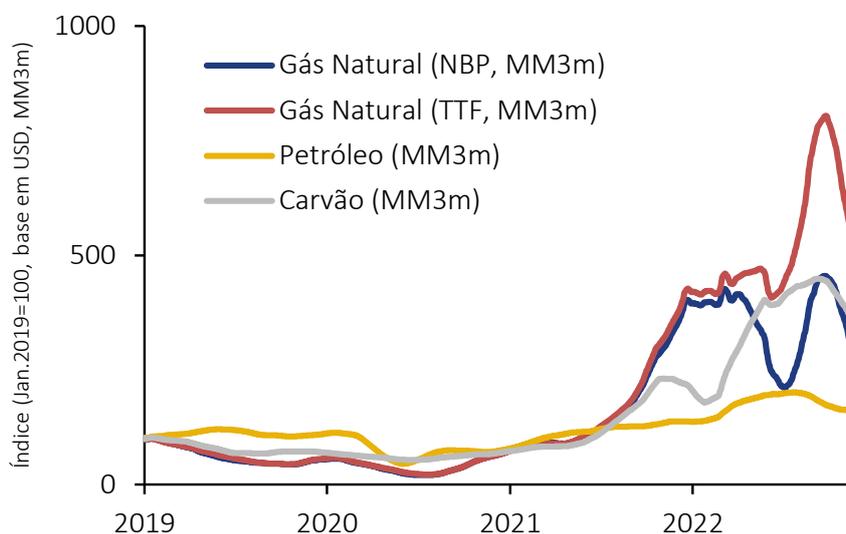
Figura 2-22 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

A evolução comparativa do preço do carvão, do gás natural e do petróleo constitui também um fator importante para melhor entender a evolução do preço da energia elétrica (Figura 2-23). É de salientar, nesta evolução, que o NBP Inglês regista, pela primeira vez, a partir do início de março de 2022, um desacoplamento substancial dos mercados europeus de referência de gás natural.

Figura 2-23 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP e TTF) nos mercados *spot* (base 100)



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

A partir do segundo trimestre de 2022, observa-se um desacoplamento das cotações do *Brent* face às outras *commodities* em análise, registando, inclusivamente uma tendência de queda na evolução mais recente, ao contrário da evolução das restantes *commodities*.

Com o início do conflito da Rússia com a Ucrânia em março deste ano, e consequentes restrições de fornecimento de gás natural por gasoduto para o centro da Europa, e também com a recente obrigação Europeia de constituição de reservas de armazenamento, em 80% da capacidade disponível dos armazenamentos subterrâneos, os preços no mercado NBP desacoplaram, pela primeira vez, dos restantes mercados de referência europeus.

A existência de GNL em excesso em Inglaterra, a redução da procura interna devido a uma primavera menos severa e a existência de restrições técnicas nos gasodutos europeus para abastecer o consumo no centro da Europa através desse GNL provocaram uma diminuição significativa nos preços do mercado NBP Inglês, tendo a cotação do NBP registado um valor mínimo de 5,1 USD/MWh, no início de junho de 2022.

A recuperação económica, motivada pelo fim da crise pandémica da COVID 19, contribuiu para os aumentos de preços do gás natural nos mercados europeus anteriormente referidos a partir de 2021. No entanto, o reforço desta tendência até ao final de setembro 2022 decorre em grande parte do conflito da Rússia com a Ucrânia, iniciado no final de fevereiro de 2022. É de realçar que se verificou, a partir de outubro de 2022, uma redução nos preços das *commodities* energéticas.

Refira-se, contudo, que a grande volatilidade no mercado de GNL, e os valores máximos atingidos, devem-se 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, 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.

Para além dos preços das *commodities* analisados nos pontos anteriores, o preço de energia elétrica transacionada nos mercados grossistas é igualmente influenciado pelo preço das licenças de emissão de emissão de CO<sub>2</sub>, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub><sup>27</sup>. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com 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.

---

<sup>27</sup> Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

A Figura 2-24 mostra que desde o início de 2018 que o preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> subiu de forma significativa, registando valores acima dos 25 EUR/tonCO<sub>2</sub>. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 150% face aos valores do início do ano, em torno dos 8 EUR/tonCO<sub>2</sub>. Esta evolução decorre, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE<sup>28</sup>, bem como da discussão e os compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris. Assim, foram definidas novas regras<sup>29</sup> para o período pós 2020, que visam permitir antecipar uma previsível escassez das licenças de emissão no mercado. Consequentemente, como antecipação a este efeito, surgiu uma forte pressão de compra de licenças de emissão no mercado grossista. Em 2020, o preço das EUAs apresentou uma forte volatilidade, devido ao efeito da Pandemia da COVID-19, com preços das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> a oscilar entre os 15,28 EUR/tonCO<sub>2</sub> e 33,48 EUR/tonCO<sub>2</sub>, verificando-se uma média de preço de 24,79 EUR/tonCO<sub>2</sub>. No final de 2020, fruto da perspectiva da recuperação da economia pós COVID-19 e do otimismo sobre as metas climáticas da UE a longo prazo, decorrentes das decisões políticas de apoio ao cumprimento das mesmas, o preço atingiu o valor de 32,32 EUR/tonCO<sub>2</sub>. Em 2021, a tendência de subida do preço das EUAs acentuou-se, tendo-se atingido um valor máximo de 90,14 EUR/tonCO<sub>2</sub> nas primeiras semanas de dezembro. Durante o primeiro trimestre de 2022, o preço das licenças de CO<sub>2</sub> atingiu um novo máximo com 97,67 EUR/tonCO<sub>2</sub>. Já no segundo trimestre de 2022, o valor médio foi 86,43 EUR/tonCO<sub>2</sub>, tendo atingido no final do mês de agosto, já numa tendência em baixa, um valor de cotação em redor dos 83,74 EUR/tonCO<sub>2</sub>. No período entre setembro e novembro de 2022, foi registado o valor médio de 75,34 EUR/tonCO<sub>2</sub>, tendo vindo a seguir uma tendência em alta até ao último dia do mês de novembro, culminando com o valor máximo registado de 88,41 EUR/tonCO<sub>2</sub>.

---

<sup>28</sup> Diretiva 2018/410, de 14 de março.

<sup>29</sup> Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO<sub>2</sub> e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

Figura 2-24 - Evolução preço licenças de emissão CO<sub>2</sub> (EUAs)



Fonte: Refinitiv Eikon, Elaboração ERSE

## PREVISÕES

As previsões para o custo médio de aquisição do CUR consideram os valores reais disponíveis até fim de novembro, as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2022 e 2023, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e 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 por parte do CUR.

Mais precisamente, foram considerados na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2023, os contratos de futuros, acrescido: i) dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, ii) dos outros custos previstos<sup>30</sup> iii) dos resultados do leilão de aprovisionamento do CUR, acima referido, para contratos de carga base e iv) de um prémio de risco, nos termos do artigo 129.º do Regulamento Tarifário em vigor, igual a zero.

O Quadro 2-7 apresenta os valores resultantes deste exercício para 2022 e 2023, comprando-os com os valores constantes das tarifas em vigor.

<sup>30</sup> 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 e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária

**Quadro 2-7 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>31</sup> para fornecimento dos clientes**

	2022P em T2022 (Dez. 2021)	2022P em T2022 (Jun. 2022)	2022E em T2023	2023P em T2023
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	105,50	136,62	169,20	223,42

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Assim, observa-se que o custo médio de aquisição previsto para o próximo ano é de 223,42 EUR/MWh, superior ao estimado para 2022, que se situa em torno dos 169,20 EUR/MWh, e acima do valor médio previsto em tarifas de 2022 para 2022 (média de dezembro 2021 e junho de 2022), 121,06 EUR/MWh.

Aplicação do Decreto-Lei n.º 33/2022 ao CUR

A aplicação do mecanismo ibérico e, em especial, do custo da liquidação do valor do ajuste de mercado vem regulada no Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, e demais regulamentação aprovada, tendo em consideração a decisão sobre a compatibilidade do Auxílio de Estado com o mercado interno.

Ao abrigo do mecanismo, o custo da liquidação do valor do ajuste de mercado, além dos casos de consumos relativos a bombagem, armazenamento e serviços auxiliares, não se imputa aos consumos realizados ao abrigo de contratos de fornecimento de energia elétrica, incluindo ao abrigo de instrumentos regulatórios, a preços fixos celebrados ou aprovados antes de 26 de abril de 2022 (artigo 7.º, n.º 2 e 3 do Decreto-Lei n.º 33/2022). O que protege os clientes, incluindo os consumidores, conforme instrução da ERSE n.º 6/2022.

Nos termos gerais, apenas as renovações ou as alterações das condições relativas aos preços de fornecimento de energia elétrica determinam a sujeição dos contratos referidos na base da repercussão dos custos do mecanismo de ajuste.

Paralelamente, para efeitos de isenção, dispõe o n.º 4 do artigo 7.º do Decreto-Lei n.º 33/2022, que são considerados os instrumentos de verificação dos contratos de fornecimento de energia elétrica a preços fixos comunicados pelos agentes de mercado, quer os reportes efetuados junto do gestor global do SEN, para os contratos bilaterais, físicos, quer o registo de transações previsto no REMIT ou no EMIR, para os

---

<sup>31</sup> 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 Reserva de Regulação.

contratos decorrentes da participação em mercados organizados ou de contratação em mercados de balcão.

Porém, nos termos do n.º 4, o comercializador de último recurso (CUR) é expressamente excecionado desta regra. Assim, é-lhe concedido um tratamento legalmente diferenciado que assenta na natureza regulada deste operador. Este agente, além de fornecer os clientes legalmente elegíveis segundo as tarifas fixadas pela ERSE, procede ao aprovisionamento segundo as regras regulatórias e é contraparte de contratos de produção em regime *feed in tariffs*. Assim, o CUR não só tem *hedging* no referencial grossista, a preço firme, como, ao contrário dos comercializadores de mercado, pratica preços finais integralmente regulados, que sempre dependeram, e dependem, de hétero fixação pela ERSE e não de condições que estejam na disponibilidade das partes.

De resto, a situação excepcional do CUR, é assumida na própria decisão sobre Auxílios de Estado, relativa à instituição do denominado Mecanismo Ibérico – C(2022) 3942 final – na qual se pode ler que *“Based on data from their respective NRAs, the Spanish and Portuguese authorities estimated that in the first month of the implementation of the measure, the contribution will be imposed and levied on purchases of electricity on the wholesale market equivalent to more than 41 % of total Spanish and 30 % of total Portuguese electricity consumption. This share should gradually rise to 100 % and 76 % respectively by the expiry of the measure, excluding the purchase of electricity in the cases mentioned in recital (45) points a to c. [pumped hydro storage generators when in pumping mode, systems of energy storage, including batteries and power plants to the extent they provide ancillary services]. Portugal explained that part of the electricity consumption in its territory is excluded from the coverage of the adjustment cost since this is renewable electricity falling under the feed-in-tariff schemes purchased by a single buyer (the Portuguese Supplier of Last Resort- SU ELETRICIDADE, S.A.) who then resells it to final consumers at conditions and via mechanisms that predate the implementation of the measure and are not influenced by the fluctuations of spot prices in the MIBEL market.”*



### 3 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2023

#### 3.1 PROVEITOS A RECUPERAR

O Quadro 3-1 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente.

Quadro 3-1 - Proveitos em 2023 por atividade no Continente

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2023	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2023, previstos em 2022 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2023 (6) = (3) - (4) + (5)
<b>REN Trading</b>	<b>-877 969</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-877 969	877 969 (GGG)	0	0	0	0
<b>ADENE</b>	<b>1 145</b>		<b>0</b>			<b>0</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 145	-1 145 (CVAT)	0			0
<b>REN</b>	<b>638 424</b>		<b>-239 545</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-239 545</b>
Gestão Global do Sistema (GGG)	326 332	-877 969 (CVEEAC)	-551 637			-551 637
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	312 092		312 092			312 092
<b>E-Redes</b>	<b>-2 515 069</b>	<b>240 690</b>	<b>-2 274 379</b>	<b>-222 682</b>	<b>-122 532</b>	<b>-2 174 229</b>
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 047 663		1 047 663			1 047 663
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarif.)	-3 562 731	240 690 (OLMC + GGS + TEE)	-3 322 042	-222 682		-3 099 360
Tarifa Social					-122 532	-122 532
<b>SU Eletricidade</b>	<b>-2 811 729</b>	<b>3 741 125</b>	<b>929 396</b>	<b>222 682</b>	<b>0</b>	<b>706 714</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-2 653 077	3 561 279	908 201	223 241		684 960
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	-3 561 279	3 561 279 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE)	908 201		908 201	223 241		684 960
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVAT)	-179 846	179 846 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	21 195		21 195	-559		21 753
Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória				0		0
			<b>-1 584 528</b>	<b>0</b>	<b>-122 532</b>	<b>-1 707 061</b>

O Quadro 3-2 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas nas Regiões Autónomas.

Quadro 3-2 - Proveitos em 2023 por atividade nas Regiões Autónomas

Unidade: Milhares de euros

	Tarifas 2023 (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Proveitos permitidos por atividade (3) = (1) + (2)
<b>EDA</b>	<b>158 807</b>	<b>117 396</b>	<b>276 203</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	132 402	91 682	224 084
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	22 519	22 431	44 950
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	3 886	3 282	7 169
<b>EEM</b>	<b>174 813</b>	<b>129 513</b>	<b>304 327</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	144 144	105 854	249 997
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	26 410	22 732	49 142
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 260	927	5 188
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>333 621</b>	<b>246 909</b>	<b>580 530</b>

## 3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2021 E DE 2022

### 3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2021

#### PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos, previstos, a proporcionar em 2021 definidos em 2020 com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos, definitivos, recalculados no ano 2022, com base em valores verificados em 2021.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2023 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2021 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos, definitivos, recalculados em 2022 com base em valores verificados em 2021.

Os ajustamentos<sup>32</sup> de 2021 a refletir em 2023 são apresentados na coluna (14) do Quadro 3-3.

<sup>32</sup> Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2021 a refletir em 2023, no Continente

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos faturados em 2021	Proveitos de 2021, definidos em 2022	Desvio	Desvio actualizado para 2023	Ajustamento provisório calculado em 2021, atualizado para 2023	Acerto do CAPEX e interruptibilidade, atualizado para 2023	Ajustamento a repercutir em 2023
	(1)	(2)	(3) = (1)-(2)	(4) = (3) x (1+i+spread) x (1+i+spread)	(5)	(6)	(7) = (4) - (5) + (6)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	377 494	150 386	227 108	230 161	150 418		79 743
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>377 494</b>	<b>150 386</b>	<b>227 108</b>	<b>230 161</b>	<b>150 418</b>	<b>0</b>	<b>79 743</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 355	1 225	130	132			132
<b>Proveitos permitidos à ADENE</b>	<b>1 355</b>	<b>1 225</b>	<b>130</b>	<b>132</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>132</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	604 481	620 332	-15 851	-16 064	-1 588	-389	-14 866
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	288 985	293 356	-4 372	-4 430		-7 595	-12 025
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>893 466</b>	<b>913 688</b>	<b>-20 223</b>	<b>-20 495</b>	<b>-1 588</b>	<b>-7 984</b>	<b>-26 891</b>
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	2 141 385	2 157 890	-16 505	-16 727			-16 727
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 020 052	1 022 990	-2 938	-2 978		5 788	2 810
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>3 161 437</b>	<b>3 180 880</b>	<b>-19 443</b>	<b>-19 705</b>	<b>0</b>	<b>5 788</b>	<b>-13 917</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 519 072	348 294	1 170 779	1 186 519	1 011 236		175 283
Produção em regime especial (PRE)	1 367 870	98 310	1 269 561	1 286 629	1 079 569		207 060
Fornecimento a clientes (FC)	151 202	252 184	-100 983	-102 340	-68 333		-34 007
Ajustamento da aditividade tarifária		-2 201	2 201	2 230			2 230
Comercialização (C)	22 274	21 799	475	481			481
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>1 541 346</b>	<b>370 093</b>	<b>1 171 253</b>	<b>1 187 000</b>	<b>1 011 236</b>	<b>0</b>	<b>175 764</b>
<b>Total no Continente</b>			<b>1 358 695</b>	<b>1 376 962</b>	<b>1 160 066</b>	<b>-2 196</b>	<b>214 699</b>

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

#### PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 3-4 sintetiza, para a EDA e para a EEM, a informação por atividade regulada permitindo comparar os valores dos proveitos permitidos definidos no processo de fixação das tarifas para 2021, com os proveitos de 2021 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2021 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2021. A diferença entre estas duas últimas rúbricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2021 a repercutir nas tarifas de 2023. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

Os ajustamentos<sup>33</sup> de 2021 a refletir em 2023 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas apresentam-se na coluna (10) do Quadro 3-4.

---

<sup>33</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2021 a refletir em 2023, nas Regiões Autónomas

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos faturados em 2021	Proveitos de 2021, definidos em 2022	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO <sub>2</sub> e da partilha de benefícios	Desvio	Desvio actualizado para 2023	Acerto do CAPEX, atualizado para 2023	Ajustamento a repercutir em 2023
	(1)	(2)	(3)	(4) = (1) - (2) - (3)	(5) = (4) x (1+i+spread) x (1+i+spread)	(6)	(7) = (6) + (5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	129 235	154 998	0	-25 764	-26 110	-1 630	-27 740
Distribuição de Energia Elétrica	42 868	39 559	0	3 309	3 353	-2 537	816
Comercialização de Energia Elétrica	7 813	7 245	0	568	576	-188	388
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>179 915</b>	<b>201 802</b>	<b>0</b>	<b>-21 887</b>	<b>-22 181</b>	<b>-4 355</b>	<b>-26 536</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	132 202	155 256	0	-23 055	-23 364	-1 216	-24 581
Distribuição de Energia Elétrica	47 987	45 744	0	2 242	2 273	-1 004	1 269
Comercialização de Energia Elétrica	5 260	5 122	0	138	139	1	140
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>185 448</b>	<b>206 122</b>	<b>0</b>	<b>-20 674</b>	<b>-20 952</b>	<b>-2 219</b>	<b>-23 172</b>
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>					<b>-43 134</b>	<b>-6 574</b>	<b>-49 708</b>

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

### 3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022

#### PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2022 a repercutir nas tarifas de 2023. 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, do Comercializador de Último Recurso.

Estão também contemplados os ajustamentos provisórios ao CAPEX determinados de acordo com a estimativa de imobilizado para 2022 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2022 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2023, com base em valores ocorridos e serão incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2024.

Os ajustamentos provisórios<sup>34</sup> de 2022 a refletir em 2023 referentes às várias atividades reguladas encontram-se na coluna (9) do Quadro 3-5.

---

<sup>34</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2023,  
no Continente

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos a proporcionar em 2022 (tarifas 2022 Dez2021)	Proveitos a proporcionar em 2022 (tarifas 2022 Jun2022)	Proveitos estimados a faturar em 2022	Proveitos estimados a proporcionar em 2022, definidos em 2022	Desvio	Desvio actualizado para 2023	Acerto do CAPEX atualizado para 2023	Ajustamento provisório a repercutir em 2023
	(1)	(1')	(2)	(3)	(4) = (2) - (3)	(5) = (4) x (1+i+spread)	(6)	(7) = (5) + (6)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-77 659	-275 329	-176 494	-544 906	368 412	373 330		373 330
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>-77 659</b>	<b>-275 329</b>	<b>-176 494</b>	<b>-544 906</b>	<b>368 412</b>	<b>373 330</b>	<b>0</b>	<b>373 330</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)							187	187
Transporte de Energia Elétrica (TEE)								
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>187</b>	<b>187</b>
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)								
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								
<b>Proveitos permitidos à EDP Distribuição</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Elétrica	-699 249	-1 475 209	-807 674	-1 580 466	772 792	783 108		783 108
Produção em regime especial (PRE)	-699 249	-1 475 209	-1 162 229	-2 123 963	961 734	974 572		974 572
Fornecimento a clientes (FC)			354 555	543 497	-188 942	-191 464		-191 464
Ajustamento da aditividade tarifária								
Comercialização (C)							-79	-79
<b>Proveitos permitidos à EDP SU</b>	<b>-699 249</b>	<b>-1 475 209</b>	<b>-807 674</b>	<b>-1 580 466</b>	<b>772 792</b>	<b>783 108</b>	<b>-79</b>	<b>783 029</b>
<b>Total no Continente</b>				<b>-2 125 372</b>	<b>1 141 204</b>	<b>1 156 438</b>	<b>108</b>	<b>1 156 546</b>

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

**PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

O Quadro 3-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2022, 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 2022. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2023, com base em valores ocorridos e serão incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2024.

Os ajustamentos provisórios<sup>35</sup> de 2022 a refletir em 2023 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas estão explanados no Quadro 3-6.

**Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2022 a refletir em 2023, nas Regiões Autónomas**

Unidade: Milhares de euros

	Acerto do CAPEX de 2022 atualizado para 2023 a repercutir em tarifas de 2023
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 075
Distribuição de Energia Elétrica	-457
Comercialização de Energia Elétrica	391
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>1 009</b>
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	430
Distribuição de Energia Elétrica	-613
Comercialização de Energia Elétrica	-31
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>-213</b>
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>796</b>

<sup>35</sup> Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

## 4 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS

### 4.1 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO AGENTE COMERCIAL (DIFERENCIAL DE CUSTO CAE)

#### 4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A REN Trading, enquanto Agente Comercial, exerce a função de gestor dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, celebrados com a Turbogás (Central da Tapada do Outeiro) e com a Tejo Energia (Central do Pego). No âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) adquire energia elétrica produzida e serviços de sistema disponibilizados por estas centrais, nos termos dos respetivos CAE, e revende-a em regime de mercado.

A diferença entre os custos de aquisição desta energia elétrica, definidos nos CAE, e as receitas da sua venda em mercado, corresponde ao diferencial de custo com os CAE, individualizado na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial. Este diferencial de custo é recuperado através da tarifa de Uso Global do Sistema que é paga por todos os consumidores de energia elétrica.

Paralelamente, 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. Neste sentido, a ERSE publicou a regulamentação complementar que estabeleceu as metodologias de cálculo dos incentivos económicos à gestão otimizada dos CAE não cessados, num primeiro momento através do Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, que foi posteriormente revogado pela Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro. Esta diretiva estabeleceu o incentivo  $I_{CAE}$  e o prémio de adequação de mercado  $P_{AM}$ , que vigoraram até 2020.

De modo a adequar estes incentivos ao *phasing-out* gradual da atividade desenvolvida pela REN Trading, por se aproximar o fim da vigência de ambos os contratos, que ocorrerá no final de novembro de 2021, no caso da Tejo Energia, e no final do primeiro trimestre de 2024, no caso da Turbogás, a ERSE publicou a Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que estabeleceu o novo incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados, também designado  $I_{CAE}$ , em vigor a partir do ano de 2021.

O atual artigo 300.º, n.º 2, do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, que revogou e substituiu, entre outros, o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, deixou de prever na renumeração da REN Trading “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 consagrava no seu artigo 70.º na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 264/2007, de 24 de julho.

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, a REN Trading, 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.”* (artigo 300.º, n.º 2, parte final).

Além disso, a repercussão de custos com os *“Encargos totais suportados pela REN Trading e pela concessionária da RNT no âmbito da execução dos CAE”* carece sempre, por definição, de aferição da boa execução dos contratos.

Deste modo, os custos de funcionamento da REN Trading considerados para o cálculo dos proveitos da atividade de CVEE do agente comercial no ajustamento provisório de t-1 (2022) serão os efetivamente ocorridos, à semelhança do que se aplica ao ano previsional t (2023), sujeita à posterior avaliação por parte da ERSE da racionalidade dos custos apresentados.

Assim, para além do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE não cessados, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial incorporam:

- os custos de funcionamento no âmbito desta atividade que se preveem para os anos t-1 e t<sup>36</sup>;
- os proveitos associados ao incentivo ICAE, estabelecido no Anexo I da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, considerado a título definitivo no ajustamento de t-2.

#### **ANÁLISE DO DIFERENCIAL DE CUSTO**

O Quadro 4-1 apresenta os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2023, do sobrecusto estimado para 2022, bem como do verificado em 2021. Com o cessar do contrato da Tejo Energia no final de novembro de 2021, as análises para os anos de 2022 e 2023 apenas consideram a central

---

<sup>36</sup> No cálculo do ajustamento definitivo para o ano t-2 da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, os custos de funcionamento passam a ser parte integrante do incentivo para a otimização da gestão dos CAE, exceto os custos aceites pela ERSE fora do âmbito desse incentivo.

da Turbogás, cujo CAE termina no final do primeiro trimestre de 2024. Adicionalmente, 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, foi refletida no cálculo do sobrecusto CAE em 2022 e 2023, contribuindo para a diminuição do sobrecusto destes contratos nesses anos, conforme se pode verificar nas análises posteriores.

**Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2023**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		2021	2022	2023	[(3)-	[(3)-
		Verificado	Tarifas 2023	Tarifas	(1)]/(1)	(2)]/(2)
		(1)	(2)	(3)	%	%
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	94 662	0	0	-100,0%	-
(1b)	Turbogás	134 901	141 077	148 233	9,9%	5,1%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>229 564</b>	<b>141 077</b>	<b>148 233</b>	<b>-35,4%</b>	<b>5,1%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	28 550	0	0	-100,0%	-
(2b)	Turbogás	182 313	340 729	291 748	60,0%	-14,4%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>210 863</b>	<b>340 729</b>	<b>291 748</b>	<b>38,4%</b>	<b>-14,4%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	39 590	0	0	-100,0%	-
(3b)	Turbogás	81 041	116 009	104 066	28,4%	-10,3%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	206	0	0	-100%	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	<b>Total</b>	<b>120 837</b>	<b>116 009</b>	<b>104 066</b>	<b>-13,88%</b>	<b>-10,30%</b>
<b>Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços</b>						
(4a)	Tejo Energia				-	-
(4b)	Turbogás	0	243 480	109 189	-	-55%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>243 480</b>	<b>109 189</b>	<b>-</b>	<b>-55%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(5a)	Tejo Energia	75 390	0	0	-100,0%	-
(5b)	Turbogás	473 292	758 962	861 355	82,0%	13,5%
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>548 682</b>	<b>758 962</b>	<b>861 355</b>	<b>57,0%</b>	<b>13,5%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(6a)	Tejo Energia	5 453	0	0	-100%	-
(6b)	Turbogás	15 054	2 618	1 200	-92%	-54%
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>20 508</b>	<b>2 618</b>	<b>1 200</b>	<b>-94%</b>	<b>-54%</b>
<b>Saldo VPP</b>						
(7a)	Tejo Energia				-	-
(7b)	Turbogás				-	-
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>						
(8a)	Tejo Energia	5 928	0	0	-100,0%	-
(8b)	Turbogás	3 746	1 405	1 800	-52,0%	28,1%
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>9 675</b>	<b>1 405</b>	<b>1 800</b>	<b>-81,4%</b>	<b>28,1%</b>
<b>Outros Custos</b>						
(9a)	Tejo Energia				-	-
(9b)	Turbogás				-	-
(9)=(9a)+(9b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	87 887	0	0	-	-
0b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	-86 345	-405 839	-425 896	-	-
(10c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	206	0	0	-	-
(11)=(10a)+(10b)+(10c)	<b>Total</b>	<b>1 748</b>	<b>-405 839</b>	<b>-425 896</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Observa-se que os encargos de potência da Turbogás previstos para 2023 estão um pouco acima dos valores estimados para 2022, sendo esta diferença atribuível à evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam estes encargos.

No que diz respeito aos encargos de energia desta central, o decréscimo em 2023, relativamente às estimativas para 2022, está relacionado com a ligeira diminuição dos custos variáveis unitários, por via da descida estimada para o preço do petróleo e, conseqüentemente, do preço do gás natural consumido por esta central nas condições definidas no AGC<sup>37</sup>, bem como da diminuição prevista das quantidades consumidas de gás natural. É também de assinalar a queda dos encargos com as licenças de CO<sub>2</sub> devido à previsão de descida do preço unitário das mesmas.

Ao nível dos custos incorporados na determinação do sobrecusto CAE, registe-se ainda o impacto da extinção da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores, a partir de 2022, em resultado da última revisão do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

Do lado das receitas unitárias de venda de energia elétrica, a ERSE prevê um aumento substancial para 2022 e 2023 devido, principalmente, à subida muito acentuada dos preços de mercado perspectivada para esses anos em relação a 2021. Este aumento das receitas unitárias traduz-se no incremento das receitas de venda de energia elétrica de ambas as centrais em 2022 e 2023.

O enorme aumento dos preços de energia elétrica previstos e os montantes de compensação do mecanismo ibérico de controlo dos preços são determinantes para a redução substancial do sobrecusto com a gestão dos CAE, repercutido em 2023 na tarifa de Uso Global do Sistema.

---

<sup>37</sup> 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.

Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2023

		2022	2023
Preço base <sup>(1)</sup>	EUR/MWh	176,4	213,3
Preço licenças CO <sub>2</sub> <sup>(1)</sup>	EUR/ton	78,0	77,8
Turbogás	Quantidades (GWh)	3 997	3 591
	Custo variável com CO <sub>2</sub> (EUR/MWh)	114,3	110,2

<sup>(1)</sup> Preço médio de mercado previsto tendo em conta mercado de futuros

#### PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DO AGENTE COMERCIAL

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos proveitos permitidos de 2023, incluindo os valores repercutidos nas tarifas de 2022, quer na sua definição inicial, em dezembro de 2021, quer na sua atualização, em junho de 2022. Salienta-se que nos proveitos de 2023 as receitas com o mecanismo ibérico de controlo dos preços de energia elétrica de 2023 estão incorporadas na parcela “Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE”, enquanto as respeitantes a 2022 estão integradas no ajustamento de t-1.

Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2022 (Dez2021)	Tarifas 2022 (Jun2022)	Tarifas 2023
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	61 252	-136 418	-425 896
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	424 676	458 178	544 047
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	1 830	1 830	1 800
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	365 254	596 426	971 743
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 181	1 181	1 000
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 153	1 153	980
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	27	27	19
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	23	23	25
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	4,40%	4,40%	4,75%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	148 437	148 437	373 330
E	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t	-8 344	-8 344	79 743
F = A + B - C - E	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	-77 659	-275 329	-877 969

#### 4.1.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTO EM 2021 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE**

De acordo com o artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2022, 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.

Estes montantes consideram o incentivo à gestão otimizada dos CAE não cessados, referente a 2021, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 7 do artigo 112.º do Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio dos valores reais do diferencial de custo CAE de 2021.

Este montante é atualizado para 2023, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2021<sup>38</sup>, acrescida do *spread*<sup>39</sup> de 0,50 pontos percentuais, e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2022<sup>40</sup>, acrescida de *spread* de 0,50 pontos percentuais. Ao montante obtido desta forma, deduz-se o ajustamento provisório do ano 2021 efetuado nas tarifas de 2022, atualizado para 2023 com juro relativo a 2022 e respetivo *spread*, anteriormente referido.

O Quadro 4-4 reflete os valores acima mencionados. O ajustamento dos proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial em 2021 a repercutir nas tarifas de 2023 é positivo, o que significa um valor a devolver pela empresa.

Registe-se que a REN Trading é o comercializador de energia que, por respeito ao *unbundling*, substituiu a REN – Rede Elétrica Nacional na gestão, até ao respetivo termo, dos dois contratos de aquisição de energia (CAE) que não foram objeto de cessação antecipada ao abrigo de Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, cabendo-lhe, de acordo com a lei, revender no mercado grossista a energia elétrica produzida pelas centrais enquadradas por esses CAE.

---

<sup>38</sup> Média dos valores diários verificados de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2021.

<sup>39</sup> O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.1 deste documento.

<sup>40</sup> Média dos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de setembro de 2022.

O Regulamento Tarifário permite a repercussão na tarifa de uso global do “diferencial de custo CAE”, que permite a recuperação dos encargos totais com a produção de energia adquirida: custos fixos (investimento na potência instalada) e custos variáveis (produção de energia), segundo a valorização parametrizada pelos CAE e o mecanismo de incentivo aprovado pela ERSE, quando aplicável.

**Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2021**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		2021	Tarifas 2021
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	566 884	447 442
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	9 675	7 889
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	574 811	226 822
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 347
5	Ajustamento t-1	-104 208	-104 208
6	Ajustamento t-2	-43 431	-43 431
7	Incentivos ICAE e PAM em t-2	1 000	
<b>A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC</b>	<b>150 386</b>	<b>377 494</b>
<b>B</b>	<b>Sobrecusto recuperado pela GGS</b>		<b>377 494</b>
<b>C = (B - A) * (1 + it-2) * (1+it-1)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t</b>		<b>230 161</b>
<b>D</b>	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1		148 437
<b>E = D * (1+ it-1)</b>	<b>Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t</b>		<b>150 418</b>
it-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-2 acrescida de <i>spread</i>		0,009%
it-1	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de <i>spread</i>		1,335%
<b>G</b>	<b>Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2</b>		<b>0</b>
<b>F = C - E + G * (1 + i<sub>t-2</sub>) * (1 + i<sub>t-1</sub>)</b>	<b>Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t</b>		<b>79 743</b>

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2021, ano t-2.

Análise do diferencial de custo

O Quadro 4-5 compara o valor do diferencial de custo do Agente Comercial previsto nas tarifas de 2021 com o valor real ocorrido nesse ano.

Quadro 4-5 - Desvios em 2021 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2021 Tarifas (1)	2021 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
<b>Encargo de Potência</b>					
(1a)	Tejo Energia	93 894	94 662	768	1%
(1b)	Turbogás	136 722	134 901	-1 821	-1%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>230 616</b>	<b>229 564</b>	<b>-1 052</b>	<b>0%</b>
<b>Encargo de Energia</b>					
(2a)	Tejo Energia	23 117	28 550	5 432	23%
(2b)	Turbogás	130 279	182 313	52 034	40%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>153 396</b>	<b>210 863</b>	<b>57 466</b>	<b>37%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>					
(3a)	Tejo Energia	24 123	39 590	15 467	64%
(3b)	Turbogás	39 307	81 041	41 734	106%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	206	206	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	<b>Total</b>	<b>63 430</b>	<b>120 837</b>	<b>57 407</b>	<b>91%</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>					
(4a)	Tejo Energia	44 746	75 390	30 644	68%
(4b)	Turbogás	182 076	473 292	291 216	160%
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>226 822</b>	<b>548 682</b>	<b>321 860</b>	<b>142%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>					
(5a)	Tejo Energia	0	5 453	5 453	-
(5b)	Turbogás	0	15 054	15 054	-
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>20 508</b>	<b>20 508</b>	<b>-</b>
<b>Saldo VPP</b>					
(6a)	Tejo Energia			0	-
(6b)	Turbogás			0	-
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>					
(7a)	Tejo Energia	4 585	5 928	1 343	29%
(7b)	Turbogás	3 304	3 746	442	13%
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>7 889</b>	<b>9 675</b>	<b>1 786</b>	<b>23%</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	100 973	87 887	-13 086	-13%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)	Turbogás	127 536	-86 345	-213 881	-168%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	206	206	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	<b>Total</b>	<b>228 509</b>	<b>1 748</b>	<b>-226 761</b>	<b>-99%</b>

#### Análise do encargo de energia e das receitas de mercado

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

O Quadro 4-6 mostra que a quantidade de energia elétrica produzida pelas centrais com CAE em 2021 foi superior ao previsto. Individualmente, verifica-se que a produção da Turbogás foi superior ao previsto e no caso da Tejo Energia o desvio foi negativo.

Quadro 4-6 - Desvios em 2021 da produção das centrais com CAE

Unidade: GWh

	Tarifas 2021 (1)	Verificado 2021 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	810	733	-9,5%
<b>Turbogás</b>	3 584	3 871	8,0%
<b>Total</b>	<b>4 394</b>	<b>4 604</b>	<b>4,8%</b>

Como se pode verificar no Quadro 4-7, os custos variáveis unitários de produção foram superiores ao previsto na central da Tejo Energia em resultado, essencialmente, do pagamento da taxa fixa devida ao operador ferroviário pelo transporte de quantidade mínima de carvão contratualmente definida e ao aumento do preço do carvão.

Similarmente, os custos variáveis de produção da central da Turbogás foram superiores ao previsto devido ao aumento dos preços dos combustíveis associados a esta central. A conjugação dos desvios das produções e dos custos variáveis resultou numa subida dos encargos de energia agregados de ambas as centrais de 37%.

Quadro 4-7 - Desvios em 2021 do custo variável unitário de produção (sem CO<sub>2</sub>) das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2021 (1)	Verificado 2021 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	28,5	38,9	36,4%
<b>Turbogás</b>	36,3	47,1	29,6%

Os encargos unitários com a aquisição de licenças para emissão de CO<sub>2</sub> de ambas as centrais foram consideravelmente superiores ao previsto em tarifas de 2021, como se pode atentar no quadro seguinte.

Quadro 4-8 - Desvios em 2021 dos encargos unitários com licenças de CO<sub>2</sub> das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2021 (1)	Verificado 2021 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	29,8	54,0	81,3%
<b>Turbogás</b>	11,0	20,9	90,9%

O Quadro 4-9 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

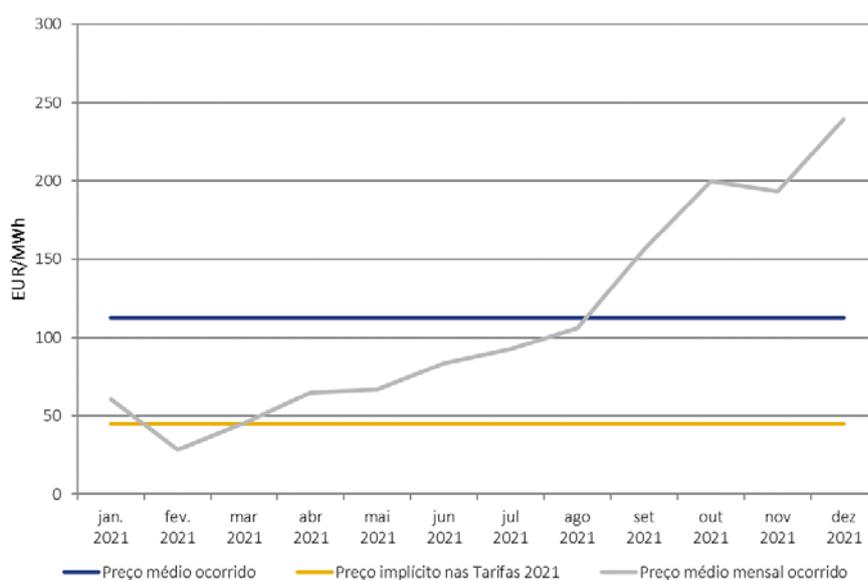
Quadro 4-9 - Desvios em 2021 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2021 (1)	Verificado 2021 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
<b>Tejo Energia</b>	55,2	110,2	99,6%
<b>Turbogás</b>	50,8	126,2	148,4%

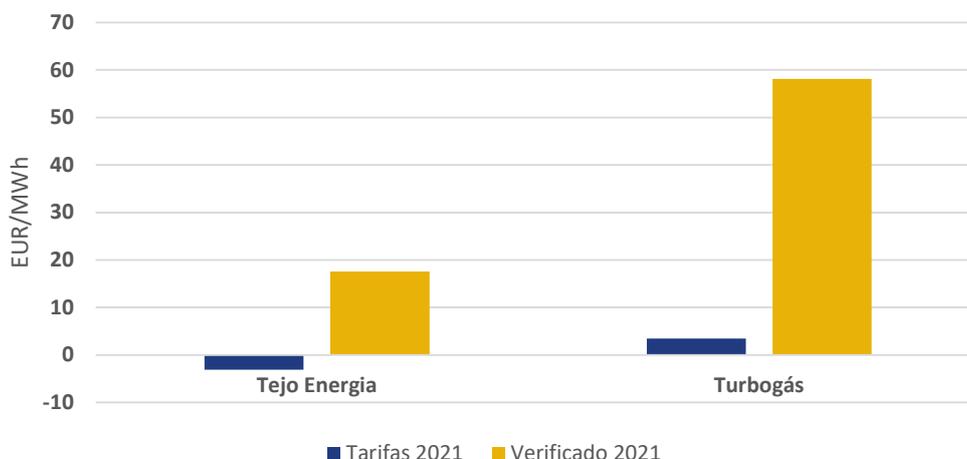
Devido ao preço de mercado ter sido, em termos anuais, superior ao previsto em cerca de 149% (como se pode observar na Figura 4-1), as receitas unitárias de ambas as centrais aumentaram bastante relativamente ao previsto no processo tarifário de 2021.

Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português



A subida das receitas unitárias em ambas as centrais foi bastante superior ao aumento dos custos unitários desta central, pelo que os *mark-up* ocorridos no ano de 2021 aumentaram comparativamente com os implícitos nas tarifas de 2021 (+20,4 EUR/MWh na Tejo Energia e +54,6 EUR/MWh na Turbogás), como mostra a Figura 4-2.

Figura 4-2 - Desvio do *mark-up* das centrais com CAE previsto para 2021 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 2021 na central da Turbogás foi inferior ao previsto. No caso da central da Tejo Energia observou-se um incremento do encargo de potência. No cômputo agregado, o valor verificado para esta componente de custo foi ligeiramente superior em relação ao previsto no processo tarifário de 2021.

#### Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

Com a publicação da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, e revogação da anterior diretiva, a ERSE aprovou as novas regras do incentivo à gestão otimizada das centrais que detêm CAE não cessados (Turbogás e Tejo Energia), tarefa que incumbe à REN Trading atuando enquanto Agente Comercial, em vigor a partir de 1 de janeiro de 2021.

O incentivo previsto na Diretiva n.º 2/2021 está assente num prémio associado à receita da participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais, por contraposição a um preço médio de mercado que constitui o incentivo regulatório.

O incentivo para a gestão otimizada dos CAE das centrais da Turbogás e da Tejo Energia ( $I_{CAE}$ ), em euros, é calculado pela seguinte expressão:

$$I_{CAE} = k \times [(r^n - pmd_x^n) \times q], \text{ em que}$$

- $k$  corresponde a um escalar que replica a partilha de benefícios entre o sistema elétrico nacional e o Agente Comercial, assumindo o valor de 0,5;
- $r^n$  corresponde ao valor da receita unitária obtida pelo Agente Comercial, em todos os referenciais de mercado, referente ao ano  $n$  a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;
- $pmd_x^n$  corresponde ao valor do preço médio aritmético das  $x\%$  horas de maior preço no mercado diário do MIBEL, área de preço portuguesa, do ano  $n$  a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh, sendo definido, para 2021,  $pmd_{66\%}^{2021} = 146,56 \text{ EUR/MWh}$ ;
- $q$  corresponde ao volume de energia colocado pelo Agente Comercial do ano  $n$  a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em MWh.

O valor do  $I_{CAE}$ , é limitado a um montante mínimo e máximo anual, sendo definido, para 2021, o seguinte intervalo de valores:  $I_{CAE} \in [1 \text{ milhão de euros}; 2,5 \text{ milhões de euros}]$ .

Para efeitos da análise aqui efetuada, a ERSE utilizou a informação recolhida no âmbito do mercado grossista, quer quanto ao funcionamento do mercado diário e mercado intradiário do MIBEL, quer quanto aos restantes referenciais de mercado, na janela temporal compreendida entre 1 de janeiro de 2021 e 31 de dezembro de 2021.

Como referenciais de mercado considerados para o cálculo, integram-se, sempre que existente, contratação por uma ou ambas as centrais envolvidas, os mercados de contratação à vista (mercado diário e mercados intradiários do MIBEL), os mercados de contratação a prazo (nos quais se incluem o referencial de mercado organizado ou mecanismos de contratação bilateral) e os mercados de serviços de sistema (banda de regulação, energia de regulação e a resolução de restrições).

O volume de energia colocada em mercado, a que se refere o termo  $q$  corresponde ao programa real de cada uma das centrais para efeitos de gestão global de sistema. Daqui decorre que integra o cálculo do prémio a dedução dos desvios à programação, os quais afetam a definição da receita unitária global (termo  $r^n$ ).

O Quadro 4-10 apresenta os volumes de contratação efetuados pelo Agente Comercial em 2021.

**Quadro 4-10 – Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado durante o ano de 2021**

Referencial de contratação	Total 2021
Contratação em Mercado (MWh)	4 472 101,80
Contratação de energia de reserva (MWh)	77 566,50
Contratação de energia para resolução de restrições (MWh)	60 636,20
Contratação em mercados de operação (MWh)	138 202,70
Programa final (MWh)	4 610 304,50
Programa real (MWh)	4 599 255,10

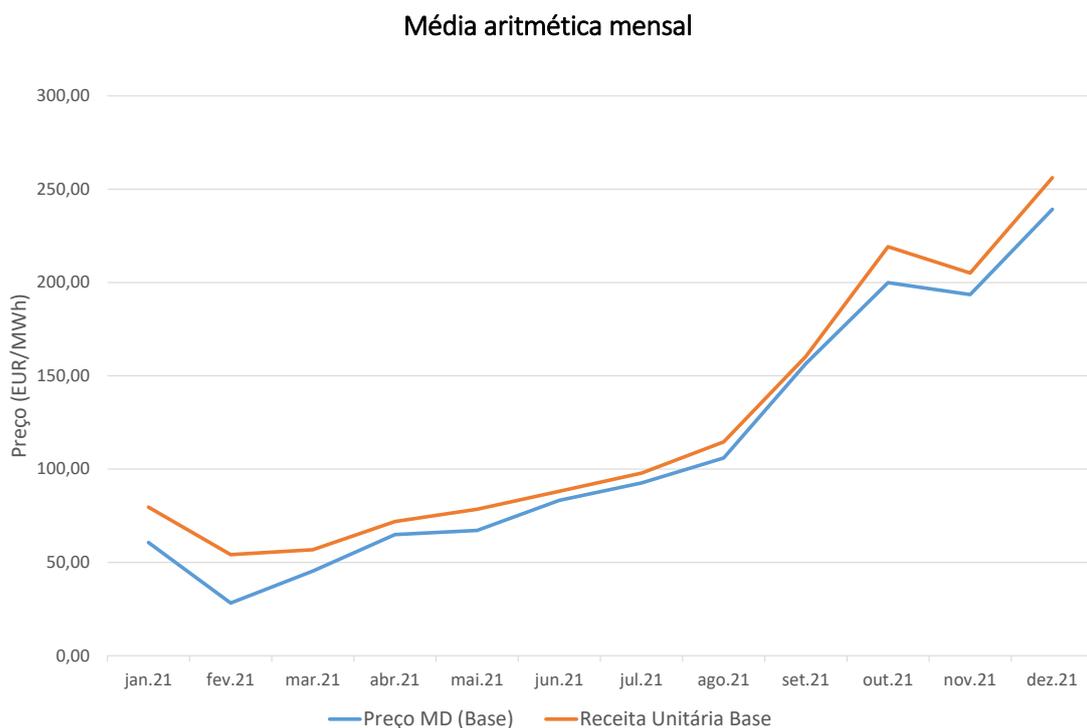
Nota: Contratação em mercado inclui o mercado diário e intradiário do OMIE. Contratação de energia de reserva inclui regulação secundária e reserva de regulação.

Fonte: REN, elaboração ERSE.

O preço médio obtido em mercado diário, para cada mês, corresponde à média aritmética do preço do mercado diário do MIBEL nas horas desse mês. Com base na contratação efetuada, para cada mês, é possível extrair a receita unitária média que se obteve com tal contratação. Esta receita unitária média, em cada mês, corresponde ao quociente entre a receita obtida nesse período e o respetivo volume de negociação.

A Figura 4-3 apresenta os valores do preço médio do mercado diário do MIBEL, em base mensal, para o ano de 2021, e da respetiva receita unitária, obtida pelo Agente Comercial nos diferentes referenciais de contratação.

Figura 4-3 – Preço de mercado diário do MIBEL vs Receita Unitária auferida, durante o ano de 2021



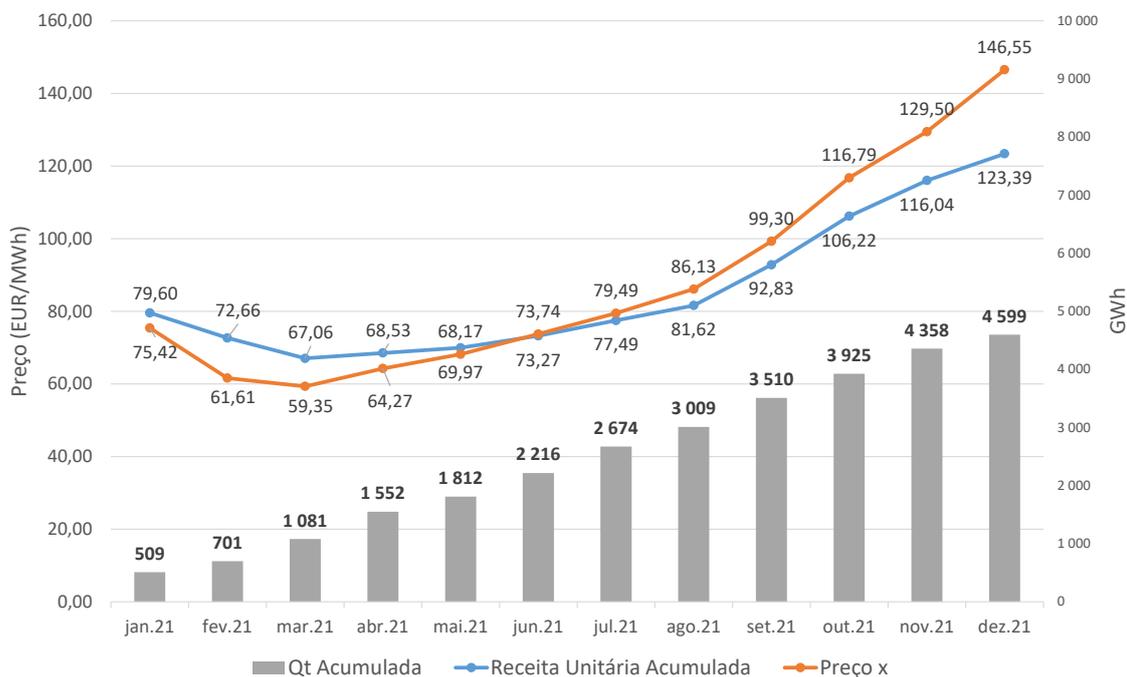
Fonte: REN, elaboração ERSE.

Conforme se pode se observar pela análise da Figura 4-3, o preço do mercado diário do MIBEL foi, em geral, crescente ao longo do ano de 2021, verificando-se no mês de dezembro o pico no preço do mercado diário do MIBEL.

Observa-se adicionalmente que os valores unitários mensais da receita estiveram, consistentemente, acima do preço médio do mercado diário, o que se compreende por uma participação significativa nos mercados de remuneração média mais elevada (em particular dos mercados de serviços de sistema ou de operação).

Quando comparamos o valor da receita unitária acumulada com a evolução do preço médio aritmético acumulado em 66% das horas de maior preço observado no mercado diário do OMIE ( $pmd_{66\%}^{2021}$ ), na Figura 4-4, verifica-se, até ao final do primeiro semestre, uma tendência de convergência da receita unitária ao  $pmd_{66\%}^{2021}$  acumulado. No segundo semestre do ano de 2021 a receita unitária acumulada fica sempre abaixo do  $pmd_{66\%}^{2021}$  acumulado, aumentando gradualmente a diferença até ao final do ano.

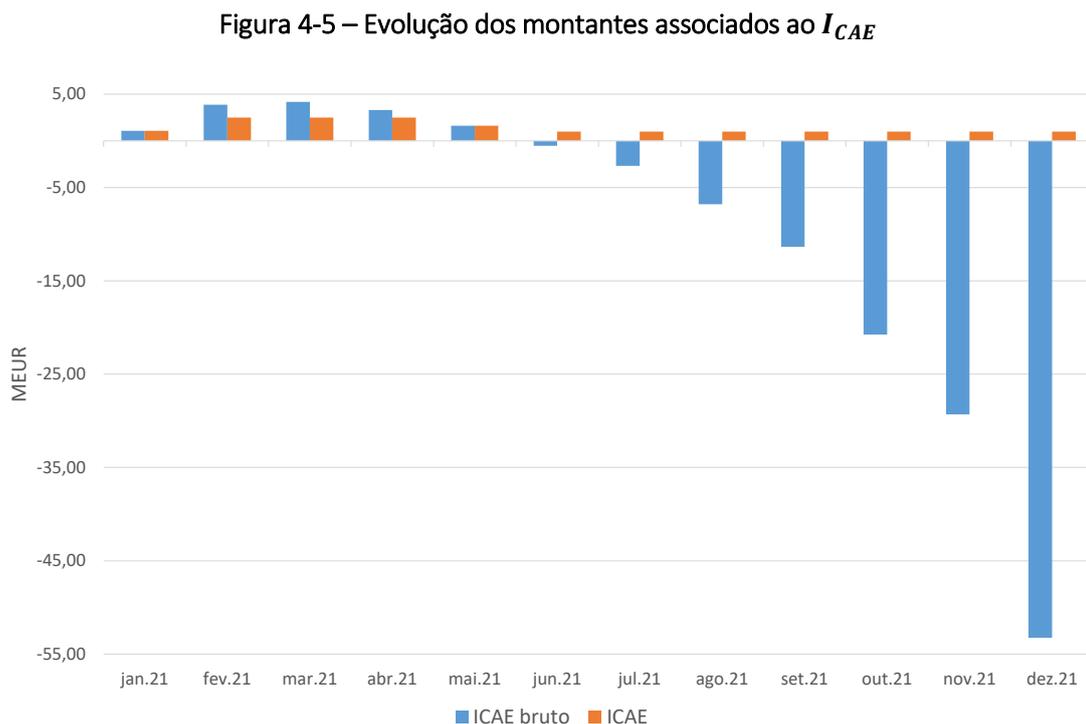
Figura 4-4 –  $pmd_{66\%}$  vs Receita Unitária acumulada auferida, durante o ano de 2021



Fonte: REN, elaboração ERSE.

A situação acima descrita influencia a evolução dos montantes associados ao incentivo  $I_{CAE}$ , no qual atinge o máximo correspondente ao limite de 2,5 milhões de euros, nos meses de fevereiro, março e abril e observando-se um decréscimo do valor do incentivo até ao final do ano a partir de junho, correspondente ao limite mínimo no valor de 1 milhão de euros.

O comportamento acima descrito deve-se essencialmente ao facto de se ter observado um acréscimo significativo dos preços do mercado diário a partir de junho, que não acompanha a modulação da alocação horária de produção do Agente Comercial face ao histórico observado nos meses anteriores, motivada por uma maior alocação da produção em horas menos vantajosas de preço.



Fonte: REN, elaboração ERSE.

Na Figura 4-5 é apresentada a evolução do incentivo  $I_{CAE}$  ao longo do ano de 2021, sendo que tal evolução permite observar que há diversidade de situações, oscilando o valor bruto de forma significativa, muito por força da extrema volatilidade de preços que caracterizou o mercado diário do MIBEL em 2021. Em todo o caso, é observável que o incentivo é atuante e devolve valores compreendidos entre o seu valor mínimo e o seu valor máximo, o que sucede em particular nos meses de janeiro e maio. Nos meses de fevereiro a abril, o incentivo é limitado pelo seu valor máximo, já que os ganhos obtidos pela receita real contra o preço de referência são muito substanciais.

Nos meses seguintes o valor acumulado do incentivo resulta negativo, o que se fundamenta na ocorrência reiterada de um muito elevado número de horas de preço de mercado muito elevado, que o Agente Comercial não conseguiu superar.

Por fim, na Quadro 4-11 são apresentados os valores parciais de cálculo do incentivo  $I_{CAE}$ , nomeadamente os valores do preço médio do mercado diário do MIBEL para as 66% das horas de maior preço observado no período de análise e a respetiva receita unitária acumulada auferida pelo Agente Comercial, bem como os volumes de produção real do conjunto de ativos de geração do Agente Comercial, para o ano de 2021.

Quadro 4-11 – Valores parciais e cálculo do ICAE durante o ano de 2021

Receita (EUR/MWh)	PMDx (EUR/MWh)	Quantidade (MWh)	ICAE
123,39	146,56	4 599 255,10	-53 289 347,58
Incentivo			1 000 000,00

Fonte: REN, elaboração ERSE.

Pela análise dos valores é possível concluir que o Agente Comercial colocou a energia das duas centrais com CAE não cessados (centrais termoelétricas da Turbogás e da Tejo Energia), consideravelmente abaixo do preço médio do mercado diário do MIBEL para as 66% das horas de maior preço observados ao longo de 2021 ( $pmd_{66\%}^{2021}$ ), no qual resulta uma margem negativa unitária de 23,17 EUR/MWh, correspondente a um ICAE negativo para o conjunto dos ativos de geração geridos pelo Agente Comercial.

A estratégia de contratação seguida pelo Agente Comercial representou, assim e em valor acumulado para o ano de 2021, uma receita inferior à receita que se obteria com um preço médio de colocação nas 66% das horas de maior preço observado mercado diário do OMIE.

Neste sentido, também em termos acumulados no final do ano de 2021, o valor do incentivo a reconhecer ao Agente Comercial correspondeu ao mínimo valor estabelecido no incentivo, no valor de 1 milhão de euros.

#### AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2022 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

O cálculo do desvio provisório de 2022 é apresentado no Quadro 4-12, incluindo a aplicação de juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2021, acrescida de 0,5 pontos percentuais. O ajustamento provisório de 2022 é positivo, o que significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 4-12 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2022

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2022
1	Sobrecusto recuperado pela GGS (Dez2021)	-77 659
1'	Sobrecusto recuperado pela GGS (Jun2022)	-275 329
1" = (1 + 1') / 2	Sobrecusto recuperado pela GGS em t-1	-176 494
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	-405 839
3	Ajustamento t-1	148 437
4	Ajustamento t-2	-8 344
5	Custos de funcionamento de t-1	1 026
<b>A = 1" - (2-3-4+5)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC</b>	<b>368 412</b>
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de <i>spread</i>	1,335%
<b>B = A * (1+i<sub>t-1</sub>)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t</b>	<b>373 330</b>

Nos pontos seguintes serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2022 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE. Destaca-se que este ano é o primeiro com apenas uma central com CAE em operação, após o término do contrato da Tejo Energia no final de 2021, e também de aplicação do mecanismo ibérico de controlo de preços.

Análise do diferencial de custo

O Quadro 4-13 apresenta os valores do diferencial de custo estimado para 2022 pela ERSE, com base em dados verificados até novembro de 2022, comparando-os com os valores previstos pela ERSE nas tarifas de 2022, em dezembro de 2021 e, posteriormente na revisão excecional dessas tarifas em junho de 2022.

Quadro 4-13 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2022

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR				
		2022 Tarifas (Dez2021) (1)	2022 Tarifas (Jun2022) (1')	2022 Tarifas 2023 (2)	[(2)- (1)]/(1) %	[(2)- (1')]/(1') %
<b>Encargo de Potência</b>						
(1a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(1b)	Turbogás	140 166	140 166	141 077	0,7%	0,7%
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>140 166</b>	<b>140 166</b>	<b>141 077</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,7%</b>
<b>Encargo de Energia</b>						
(2a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(2b)	Turbogás	202 847	226 137	340 729	68,0%	50,7%
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>202 847</b>	<b>226 137</b>	<b>340 729</b>	<b>68,0%</b>	<b>50,7%</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>						
(3a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(3b)	Turbogás	81 663	91 875	116 009	42,1%	26,3%
(3)=(3a)+(3b)	<b>Total</b>	<b>81 663</b>	<b>91 875</b>	<b>116 009</b>	<b>42,1%</b>	<b>26,3%</b>
<b>Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços</b>						
(4a)	Tejo Energia			0	-	-
(4b)	Turbogás			243 480	-	-
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>243 480</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>						
(5a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(5b)	Turbogás	364 054	595 226	758 962	108,5%	27,5%
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>364 054</b>	<b>595 226</b>	<b>758 962</b>	<b>108,5%</b>	<b>27,5%</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>						
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(6b)	Turbogás	1 200	1 200	2 618	118,2%	118,2%
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>1 200</b>	<b>1 200</b>	<b>2 618</b>	<b>118%</b>	<b>118%</b>
<b>Saldo VPP</b>						
(7a)	Tejo Energia				-	-
(7b)	Turbogás				-	-
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>						
(8a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(8b)	Turbogás	1 830	1 830	1 405	-23,2%	-23,2%
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>1 830</b>	<b>1 830</b>	<b>1 405</b>	<b>-23,2%</b>	<b>-23,2%</b>
<b>Outros Custos</b>						
(9a)	Tejo Energia				-	-
(9b)	Turbogás				-	-
(9)=(9a)+(9b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>						
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)-(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)-(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	61 252	-136 418	-405 839	-	-
(11)=(10a)+(10b)	<b>Total</b>	<b>61 252</b>	<b>-136 418</b>	<b>-405 839</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Em 2022, estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja significativamente inferior ao previsto, quer em dezembro quer em junho. Os principais contributos para este desvio foram o acréscimo da estimativa para as receitas de mercado, face a ambos os períodos de previsão de tarifas de 2022, e a inclusão do efeito do mecanismo ibérico, pese embora o aumento no encargo de energia estimado e do acréscimo no encargo com licenças de CO<sub>2</sub>.

O Quadro 4-14 apresenta as diferenças entre os valores para esse ano implícitos nas tarifas de 2023 e os correspondentes valores usados nas tarifas de 2022, em dezembro de 2021 e junho de 2022, para os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022.

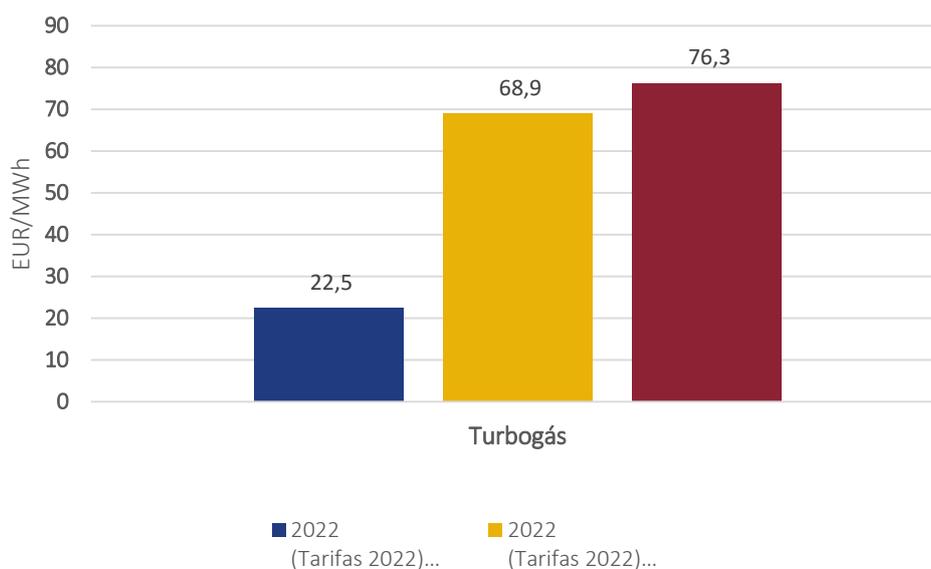
Destaca-se o enorme aumento na estimativa das receitas unitárias justificado pela extraordinária subida do preço de energia elétrica no mercado *spot* assumida pela ERSE neste exercício tarifário face a ambas as previsões para as tarifas de 2022. Verifica-se também um acréscimo substancial do custo unitário sem as licenças de CO<sub>2</sub> (apresentados em euro por unidade de produção elétrica) motivado pela subida dos preços com o combustível da central da Turbogás.

**Quadro 4-14 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022**

		2022 (Tarifas 2022 Dez2021)	2022 (Tarifas 2022 Jun2022)	2022 (Tarifas 2023)
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	89,1	129,5	176,4
	Receita unitária (com serviços sistema)	101,7	147,6	190,6
	Custo variável sem CO <sub>2</sub>	56,5	56,0	85,3
	Custo com licenças CO <sub>2</sub>	22,7	22,7	29,0
	Produção	GWh	3 591	4 040

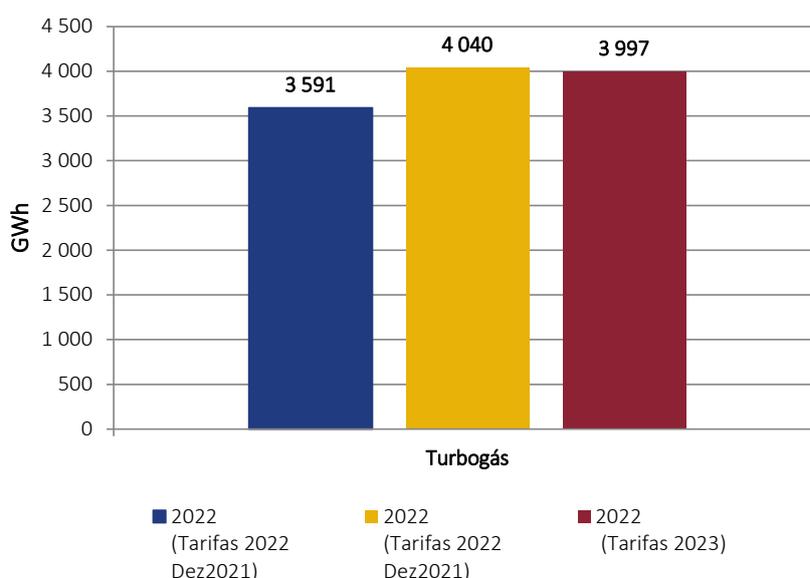
Embora se observe também um aumento generalizado dos custos variáveis de exploração, incluindo as licenças de CO<sub>2</sub>, o *mark-up* da Turbogás sobe significativamente em 2022 face ao que havia sido previsto nas tarifas de 2022, em dezembro de 2021 e junho de 2022, conforme se ilustra na Figura 4-6.

**Figura 4-6 - Desvios em 2022 do *mark-up* das centrais com CAE**



A produção estimada da Turbogás para 2022 no exercício tarifário de 2023 deverá ficar alinhada com o previsto em junho de 2022 para tarifas de 2022, com valores muito próximos das quantidades máximas previstas na QAC de gás da Turbogás.

Figura 4-7 – Desvios estimados para 2022 das quantidades produzidas pelas centrais com CAE



#### Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

Tal como referido anteriormente neste capítulo, não foi considerado valor de incentivo para 2022 devido ao artigo 300.º, n.º 2, do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro, que deixou de prever, na renumeração da atividade de agente comercial, uma parcela associada à otimização da gestão dos CAE. No seu lugar, foram aceites os custos de funcionamento da empresa, de acordo com o Quadro 4-12.

O horizonte muito limitado até ao fim do CAE da Turbogás (março de 2024) e o facto de um incentivo desta natureza já não estar previsto na legislação em vigor são argumentos que justificam a não implementação de um incentivo nos mesmos moldes do incentivo que vigorou até ao final de 2021. Não obstante, a ERSE continuará a monitorizar a gestão do CAE da Turbogás, de modo a aferir a adequabilidade da recuperação na tarifa de UGS dos encargos totais suportados pela REN Trading na execução do CAE por duas ordens de razão principais. Por um lado, a legislação vigente continua a pressupor que a REN Trading deve gerir de forma eficiente o CAE da Turbogás. Por outro lado, uma gestão inadequada do CAE teria impactes diretos e materialmente relevantes nas tarifas de acessos às redes.

## 4.2 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 2023, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para este ano.

### 4.2.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

O custo total da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) resulta dos custos relacionados com a gestão do sistema e com os custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral, também conhecidos com o acrónimo CIEG. Seguem dois temas que pela sua relevância ou especificidade mereceram ser destacados.

#### **INVESTIMENTOS NÃO CONSIDERADOS EM PDIRT APROVADOS**

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

Neste âmbito, mantém-se a não consideração dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, entre 2015 e 2021, na componente alocada à atividade de GGS, visto não ter sido trazido nenhum elemento novo relevante por esta empresa face à informação anteriormente reportada pelo operador sobre este tema.

Em particular, a informação enviada pelo operador da RNT continua a não permitir avaliar os benefícios, os custos evitados, as alternativas à realização desses investimentos, nem a inclusão dos investimentos em causa em nenhum grupo de investimentos que integram os PDIRT-E aprovados pelo Estado concedente.

Assim, em coerência com a prática seguida pela ERSE sobre esta questão, os investimentos no edifício sede realizados até 2021 não são considerados no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de GGS do operador da RNT subjacentes às tarifas 2023.

#### **MONTANTES TRANSFERIDOS EM EXCESSO PARA O FRAE**

A REN informou a ERSE de que continua a aguardar verba no valor de 1,3 milhões de euros que, segundo o Despacho n.º 12597-A/2014, de 14 de outubro, lhe deveria ter sido transferida pelo Fundo Regional de Apoio às Atividades Económicas.

A ERSE verifica que, segundo documentação disponível, o então Fundo Regional de Apoio às Atividades Económicas (FRAE) foi uma das entidades que, à luz do disposto nos artigos 91.º e 92.º do Decreto-Lei n.º 226-A/2007, de 31 de maio, recebeu valores provenientes da atribuição de títulos de utilização do domínio público hídrico às empresas titulares de centros electroprodutores com o propósito de liquidar dívida proveniente da convergência tarifária.

Porém, tendo em 2015 sido detetado o pagamento de valores em excesso, o Fundo Regional de Apoio às Atividades Económicas ficou de repor verba de cerca de 1,3 milhões de euros, através de transferência a realizar para o operador da RNT, a favor do Sistema Elétrico Nacional, nos termos do artigo 92.º do mencionado diploma legal.

Nesse contexto, o operador da RNT passou a ser credor do Fundo Regional de Apoio às Atividades Económicas em cerca de 1,3 milhões de euros. Em consequência, a ERSE descontou esse montante em 2015 ao valor total dos proveitos que aquele operador tinha direito a receber dos consumidores. Tal correspondeu à operacionalização, no plano tarifário, das medidas administrativas tomadas nos termos da lei.

O operador da RNT, não tendo recebido aquela quantia pode, naturalmente, tomar as diligências que entender com vista à sua cobrança. A decisão tomada pela ERSE foi tomada em 2015, em qualquer caso, consolidou-se, nada havendo nesta fase a decidir pela ERSE no âmbito tarifário. Contudo, a ERSE contactará a Secretaria de Estado da Energia no sentido de informar sobre a necessidade de resolução desta questão.

Os pontos abaixo apresentam o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de GGS para o ano t, bem como o cálculo dos ajustamentos aplicáveis em t-2 e t-1.

#### 4.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de GGS foi regulada por remuneração dos ativos em exploração e por custos aceites em base anual, ambos, objeto de ajustamento *a posteriori* até 2017. No período de regulação iniciado em 2018, foi alargada à atividade de GGS a regulação por incentivos, do tipo *revenue cap*, com incidência no OPEX<sup>41</sup>, tendo-se mantido a metodologia de regulação por custos aceites no CAPEX<sup>42</sup>. Para o período de regulação que se iniciou em 2022 foram mantidas as metodologias de regulação, no processo que decorreu da Consulta Pública n.º 101<sup>43</sup>, de Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, que se concretizou com a publicação do Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto (Regulamento Tarifário). Contudo, procurou-se melhorar a regulação por incentivos ao nível do OPEX, através da revisão da base de custos. A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de GGS encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025».

### 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 resultam da análise e das definições plasmadas no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022-2025».

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

---

<sup>41</sup> *Operational Expenditure*, que corresponde aos gastos operacionais deduzidos das amortizações.

<sup>42</sup> *Capital Expenditure*, que corresponde aos custos com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

<sup>43</sup> <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-101/>

período 2018-2020», de dezembro de 2017. 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 anos<sup>44</sup>.

### Investimentos

Na Figura 4-8 pode-se observar a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2016 e 2021 reais, bem como os valores estimados para 2022 e previstos pela empresa para tarifas de 2023. Tal como referido anteriormente, os valores reportados pela REN são sujeitos a análise podendo não ser incorporados no cálculo tarifário.

**Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema**



Fonte: ERSE, REN

No período em análise na Figura 4-8, realça-se que o investimento atingiu um valor mínimo no ano de 2018, tendo apresentado desde esse ano uma tendência de crescimento. No ano de 2021, último ano com dados reais, voltou a registar-se um aumento. Desta forma, o valor real ocorrido em 2021, de 8,9 milhões de euros, foi superior aos valores reais de 2018, 2019 e 2020. É de realçar que, com exceção do ano de 2020, todas as previsões apresentadas para cada um dos anos de tarifas foram sistematicamente acima dos valores que se vieram a verificar. As previsões para o ano de tarifas de 2023, de 23,1 milhões de euros,

<sup>44</sup> 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”.

representa o valor mais elevado do período em análise. Este valor inclui, segundo o ORT, o investimento na remodelação do Despacho e do sistema SCADA e investimentos na rede de telecomunicações de segurança.

#### Taxa de remuneração

A taxa de remuneração a aplicar nos ativos regulados da atividade de GGS a considerar no cálculo tarifário para 2023 é de 4,75%.

Os proveitos permitidos de 2023 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2022, determinado de acordo com a aplicação da taxa de remuneração final para 2022 no imobilizado estimado para esse ano, conforme se pode observar no capítulo 2.

#### Custos com interruptibilidade

O Governo português comprometeu-se a implementar mecanismos alternativos ao regime de interruptibilidade, designadamente através da inclusão dos consumidores que prestam estes serviços no regime de remuneração de reserva de segurança do SEN, estabelecido pela Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, atendendo a que o mesmo já prevê que os agentes de mercado que operacionalizem serviços de gestão da procura, podem participar neste mecanismo concorrencial, mediante o cumprimento de determinados critérios.

A operacionalização deste mecanismo está dependente de trabalho de revisão dos termos da Portaria que o instituiu, sob coordenação da DGEG, e que deve ser notificado à Comissão Europeia para sua autorização. Neste contexto, o Governo estabeleceu transitoriamente um mecanismo que assegure, simultaneamente, a prestação de serviços de gestão da procura e o cumprimento do prazo que havia sido concedido pela Comissão Europeia para a cessação do regime de interruptibilidade. Tal cessação veio a concretizar-se através da Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, que revogou a Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho.

Esta portaria estabeleceu, ainda, um regime transitório para a participação dos consumidores nos mercados de serviços de sistema, enquanto o regime de remuneração de reserva de segurança não for autorizado pela Comissão Europeia. Através da Diretiva n.º 16/2021, publicada no Diário da República, 2.ª série, de 18 de novembro de 2021, a ERSE procedeu às alterações do Manual de Procedimentos da Gestão

Global do Sistema<sup>45</sup> do setor elétrico (MPGGS), que permitiram a implementação do regime transitório acima referido, designado Banda de Reserva de Regulação, que garante através de um modelo concorrencial, a participação dos anteriores prestadores do serviço de interruptibilidade nos mercados de serviços de sistema.

Face a estas alterações do quadro legal e regulamentar, os custos com interruptibilidade são nulos em 2023 e os custos com a Banda de Reserva de Regulação estão repercutidos no referencial de mercados de serviços de sistema.

No entanto, a diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2021, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2022 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2021, no valor de 7,026 milhões de euros, a devolver à empresa, é repercutida nos proveitos permitidos do ano de 2023 da GGS, de forma individualizada da rubrica dos ajustamentos t-2 (linha 10 do Quadro 4-17).

#### **CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL**

##### Sobrecusto da convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira

O Regulamento Tarifário em vigor 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.

No quadro seguinte mostra-se o valor do sobrecusto com a convergência tarifária em cada uma das Regiões Autónomas.

---

<sup>45</sup> Estas alterações do MPGGS foram preparadas, com o envolvimento das Autoridades e do Gestor Global de Sistema, tendo sido objeto de consulta de interessados.

Quadro 4-15 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Base de % do sobrecusto na TVCF	2015P em T2015	2016P em T2016	2017P em T2017	2018P em T2018	2019P em T2019	2020P em T2020	2021P em T2021	T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)	2023P em T2023
<b>Custo RAA</b>										
% da RAA na UGS	3,28%	2,41%	1,74%	2,10%	3,52%	3,43%	3,10%	-35,40%	-5,95%	-3,21%
sobrecusto RAA	62 712	50 578	38 460	46 807	63 888	65 710	62 398	79 230	72 086	117 396
% sobrecusto na TVCF	1,08%	0,85%	0,66%	0,80%	1,03%	1,07%	1,11%	0,60%	0,99%	1,83%
<b>Custo RAM</b>										
% da RAM na UGS	2,29%	1,39%	0,39%	1,67%	3,42%	3,15%	3,06%	-31,97%	-5,29%	-3,54%
sobrecusto RAM	43 675	29 102	8 564	37 359	61 996	60 379	61 617	71 552	64 093	129 513
% sobrecusto na TVCF	0,75%	0,49%	0,15%	0,64%	1,00%	0,99%	1,10%	0,54%	0,88%	2,02%

Fonte: ERSE, REN

Observa-se um aumento dos sobrecustos com a convergência tarifária, quer na Região Autónoma dos Açores, quer na Região Autónoma da Madeira. Em 2023, o peso na Tarifa de Venda a Clientes Finais é (em valor absoluto), de 1,83% na Região Autónoma dos Açores e de 2,02% na Região Autónoma da Madeira.

#### 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 Rede Nacional de Transporte (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 2020, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos de 2018, uma taxa de remuneração dos terrenos igual a 0%.

Sem prejuízo, para que tal taxa seja aplicada, é necessário que seja elaborado um relatório anual sobre o desempenho da REN nos dois semestres anteriores, nos termos do artigo 6.º-A da Portaria n.º 96/2004. E desde 2015 não foram elaborados relatórios que classificassem a remuneração dos terrenos que integram o domínio público hídrico, a atribuir à REN. O que levou a considerar-se no cálculo das tarifas desde então, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos, a não remuneração dos terrenos.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que revogou e substituiu o mencionado Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, continua a prever a “remuneração dos terrenos do domínio público hídrico” (art. 208.º, n.º 2, al. e), contudo eliminou referência à comissão de auditoria. Esta matéria foi, portanto, exposta em comunicação da ERSE dirigida ao Diretor Geral de Energia e Geologia.

Neste quadro, não há condições para a ERSE proceder à remuneração do operador da RNT pelos terrenos do domínio público hídrico, através das tarifas reguladas.

#### Custos com a concessionária da Zona Piloto

A Enondas – Energia das Ondas, S.A. 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.

De acordo com o n.º 2 da cláusula 17.ª do contrato de concessão aprovado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 49/2010, de 17 de junho, é reconhecido à Enondas o direito a:

- 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 Regulamento Tarifário em vigor, 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.

Assim, os custos constantes da informação reportada pela Enondas no processo de determinação das tarifas de 2023 tiveram o seguinte tratamento:

- investimentos transferidos para a exploração em 2022: 0,18 milhões de euros;
- investimentos em curso no final de 2021: 0,058 milhões de euros<sup>46</sup>.

O processo de cálculo tarifário para 2023 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2021. Este ajustamento ascendeu a 0,841 milhares de euros<sup>47</sup>.

O Quadro 4-16 apresenta o cálculo dos proveitos da Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema, bem como o ajustamento aos proveitos permitidos de 2021.

---

<sup>46</sup> Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

<sup>47</sup> Ajustamento com sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

Quadro 4-16 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

		Unidade: 10 EU			
		Tarifas 2021	2021	Tarifas 2022	Tarifas 2023
<b>A = 1 + 2 + 3</b>	Custos com capital	433	432	399	438
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	360	360	336	381
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	1 588	1 578	1 409	1 196
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	4,60%	4,60%	4,51%	4,75%
<b>B</b>	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	0	0	0
<b>C</b>	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2	0	0	0	0
<b>D</b>	Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	1	1
<b>E = A + B - C - D</b>	<b>Custos com a concessionária da Zona Piloto</b>	<b>432</b>	<b>432</b>	<b>398</b>	<b>436</b>
<b>F = E - D</b>	<b>Recuperado via UGS</b>		<b>432</b>		
<b>G = F - E</b>	<b>Desvio do ano</b>		<b>1</b>		
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-1} + \text{spread}$		1,335%		
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-2} + \text{spread}$		0,009%		
$H = G \times (1 + i_{t-2}) \times (1 + i_{t-1})$	<b>Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos</b>			<b>1</b>	

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 Portaria<sup>48</sup>, 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 esteja contratualmente assegurado.

Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, cujos incentivos serão repercutidos nas tarifas após o reconhecimento, do membro do Governo responsável pela área da energia, da elegibilidade destes produtores para o seu recebimento.

Até à data, não ocorreu a consulta prévia à ERSE sobre a atribuição do incentivo à garantia de potência a qualquer dos referidos centros electroprodutores, conforme previsto na Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, ou foi comunicada qualquer decisão do membro do Governo sobre os montantes correspondentes que levem à sua repercussão tarifária.

<sup>48</sup> Na redação dada pela Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro.

#### Custos com a Remuneração da Reserva de Segurança do SEN

A Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro, estabeleceu o regime de remuneração da reserva de segurança prestada ao SEN, através de serviços de disponibilidade fornecidos pelos produtores de energia elétrica e outros agentes de mercado, o qual se baseia num mecanismo de leilão.

Entretanto, a Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril, suspendeu a realização dos leilões ao abrigo deste regime. A evolução deste processo está dependente de trabalho de revisão dos termos da Portaria n.º 41/2017, que é coordenado pela DGEG, e sua notificação à Comissão Europeia para que se pronuncie 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, no cálculo dos proveitos permitidos para 2023 a ERSE não considerou qualquer custo ao abrigo deste regime.

#### Custos com o Plano de Promoção de Eficiência do Consumo de Energia

As medidas a implementar no âmbito da 7.ª edição do Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (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.

A 7.ª edição do PPEC iniciou a sua implementação a 4 de agosto de 2022, pelo que os primeiros relatórios de progresso semestral chegarão durante fevereiro de 2023 e a REN efetuará os primeiros pagamentos em 2023. Neste contexto, o orçamento aprovado para a 7.ª edição do PPEC relativo ao setor elétrico é repartido entre 2023 e 2024, sendo de 5 138 585,03 euros em cada ano.

### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2023**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) é dado pelas expressões estabelecidas nos Artigos 114.º a 116.º do Regulamento Tarifário em vigor e encontra-se calculado no Quadro 4-17.

Tal como se pode observar do quadro infra, verifica-se uma redução dos proveitos da atividade de GGS, para a qual contribuiu, maioritariamente, a rúbrica dos custos com interruptibilidade ao abrigo da Portaria n.º 215-A/2013. Como visto anteriormente, esta rúbrica reflete apenas o valor dos ajustamentos de 2021, uma vez que para 2023 não haverá repercussão de custos com a interruptibilidade devido à revogação do respetivo regime legal (com efeitos no ano de 2022). Ao nível dos CIEG, a redução no montante de cerca

de 481 milhões de euros face ao valor definido em junho na revisão excepcional de Tarifas para 2022 resulta, na sua grande parte, da redução dos proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC (-603 milhões de euros), que é parcialmente anulada pelo aumento dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (+110 milhões de euros).

Quadro 4-17 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)	T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)	2023P em T2023
A = 1 + 2 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	57 371	57 371	41 411
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	18 063	18 063	18 060
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	9 562	9 562	10 583
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 971	7 971	8 422
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	44 881	44 881	49 467
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,40%	4,40%	4,75%
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	384	384	187
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772	2 772
8	Custos com o serviço de interruptibilidade no regime base (Portaria n.º 592/2010, alterada pela Portaria n.º 1308/2010 e pela Portaria n.º 221/2015), reconhecidos para efeitos de regulação	0	0	0
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 1309/2010	0	0	0
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	24 178	24 178	7 026
11	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	1 849	1 849	-7 026
	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 796	-2 796	-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	100 398	-111 875	-593 048
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	152 349	137 746	247 429
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo déficit tarifário)	79 230	72 086	117 396
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo déficit tarifário)	71 552	64 093	129 513
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	-1 567	-1 567	-520
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	-77 659	-275 329	-877 969
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 273	12 273	12 220
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 720	11 720	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	184 724	184 724	173 028
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 720	11 720	11 671
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	552	552	549
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	552	552	549
14'	Custo com a ERSE	1 207	1 207	7 354
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	423	423	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)	0	0	5 139
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	398	398	436
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	3 158	3 158	0
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-8 250	-8 250	-11 897
<b>C = A+B</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da Tarifa UGS (C/ ajustamentos)</b>	<b>157 769</b>	<b>-54 504</b>	<b>-551 637</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC</b>	<b>-77 659</b>	<b>-275 329</b>	<b>-877 969</b>
<b>E = C - D + 6'</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>235 428</b>	<b>220 825</b>	<b>326 332</b>
F	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	384	384	187
G	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	1 849	1 849	-7 026
H	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 796	-2 796	-2 969
I	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	-1 567	-1 567	-520
J	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-8 250	-8 250	-11 897
<b>K = E + F + G + H + I + J</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)</b>	<b>225 048</b>	<b>210 445</b>	<b>304 107</b>

Fonte: ERSE, REN

#### 4.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os Artigos 91.º a 93.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2023 pela tarifa de Uso Global do Sistema são calculados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2021 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2021.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2021 a repercutir nas tarifas de 2023 encontra-se calculado no Quadro 4-18<sup>49</sup>. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento é de -14,9 milhões de euros, a favor da empresa. Para este montante contribuiu a diferença entre os proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema, de 604,5 milhões de euros (linha J) e os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS, de 620,3 milhões de euros (linha C), no qual está subjacente uma diferença de -5,6 milhões de euros entre o valor previsto e o valor verificado em 2021 dos proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS.

---

<sup>49</sup> Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 4-18 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2021

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2021	2021P em T2021
A = 1 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11 - 12	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	126 315	120 366
1 = 2 + 3 * 4 - 5	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	9 849	10 271
2	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 135	7 117
3	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	38 600	47 438
4	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,51%	4,60%
5	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	-974	-974
6	OPEX Revenue Cap - Custos de exploração da atividade de GGS do ORT aceites no cálculo de proveitos	17 102	17 102
7	Acréscimo de custos exploração ocorridos posteriormente à definição do OPEX sujeito a aprovação	1 204	0
8	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	3 376	3 376
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 592/2010	69 991	64 823
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013 (Sem Ajustamentos)	23 584	23 584
11	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	886	886
12	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 096	-2 096
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	494 017	494 325
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	133 298	133 298
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo déficit tarifário)	62 398	62 398
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo déficit tarifário)	61 617	61 617
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	-9 284	-9 284
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	377 494	377 494
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	44 715	44 715
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 296	12 296
8' = 9' + 10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 740	11 740
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e participações	196 454	196 454
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 740	11 740
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	556	556
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	556	556
14'	Custo com a ERSE	5 650	5 650
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	377	377
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	-309	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	432
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	1 940	1 940
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-7 553	-7 553
<b>C = A+B</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)</b>	<b>620 332</b>	<b>614 691</b>
D	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	-974	-974
E	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	886	886
F	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 096	-2 096
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	-9 284	-9 284
H	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-7 553	-7 553
<b>I = C+ D + E + F + G + H</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (S/ ajustamentos)</b>	<b>601 311</b>	<b>595 670</b>

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2021	
<b>C = A+B</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)</b>	<b>620 332</b>	
<b>J</b>	<b>Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS</b>	<b>604 481</b>	
K = J (t-2) - C (t-2)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	-15 851	
L	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2	0,009%	
M	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1	1,335%	
N = K * (1 + L) * (1 + M)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (C/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	-16 064	
O	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	-1 588	
P	Acerto provisório CAPEX, previstos para t-1, a repercutir no ano T (C/ Juros)	389	
<b>Q = N - O - P</b>	<b>Ajustamento do ano t-2 da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t</b>	<b>-14 866</b>	

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 2021, sobretudo por via da redução na ordem dos 64% ao nível das transferências para exploração (linha 4 do quadro infra), conforme se pode verificar no Quadro 4-19.

Quadro 4-19 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Valores dos ativos	2021	2021P em T2021	2022E em T2023	2023P em T2023
1	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	1 120 461	1 122 598	1 097 311	1 110 866
2	Ativo em Exploração Total - Investimento Custos Técnicos	1 107	399	990	1 111
3	Ativo em Exploração Total - Investimento Encargos Financeiros	0	0	0	0
4	Ativo em Exploração Total - Transferências para Exploração	8 679	23 862	12 583	14 710
5	Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-32 936	0	-17	0
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5	Ativo em Exploração Total - Saldo final	1 097 311	1 146 859	1 110 866	1 126 687
7	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	870 901	871 451	857 460	877 493
8	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	19 484	19 466	20 054	20 695
9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-32 926	0	-20	0
10 = 7 + 8 + 9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo final	857 460	890 917	877 493	898 188
11	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	3 388	3 389	2 496	2 496
12	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Saldo final	2 496	3 390	2 496	2 496
13	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Início Ano	2 843	2 843	2 003	2 056
14	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	53	53	53	53
15	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Regularizações Amortização	-893	0	0	0
16 = 13 + 14 + 15	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Fim Ano	2 003	2 896	2 056	2 108
17	Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo Inicial [REN]	845 843	845 843	845 843	845 843
18	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo Inicial [REN]	643 518	643 518	655 259	666 979
19	Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo Inicial [REN]	43 344	43 344	43 344	43 344
20	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo Inicial [REN]	33 933	33 933	34 490	35 042
21	Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo final [REN]	845 843	845 843	845 843	845 843
22	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Saldo final [REN]	655 259	655 259	666 979	678 650
23	Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo final [REN]	43 344	43 344	43 344	43 344
24	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Zona de proteção - Saldo final [REN]	34 490	34 490	35 042	35 590
25	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 740	11 740	11 720	11 671
26	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	556	556	552	549
27 = 1 - 7 - (11 - 13)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	249 015	250 600	239 358	232 933
28 = 6 - 10 - (12 - 16)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	239 358	255 448	232 933	228 111
29 = 8 - 14	Amortização referente a ativos da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios)	19 431	19 413	20 001	20 642
30 = 29 - 25 - 26	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 135	7 117	7 728	8 422
31 = 27 - (17 - 18) - (19 - 20)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Início Ano	37 280	38 866	39 920	45 767
32 = 28 - (21 - 22) - (23 - 24)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Fim Ano	39 920	56 010	45 767	53 166
33 = (31 + 32)/2	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	38 600	47 438	42 843	49 467

Fonte: ERSE, REN

TAXA DE REMUNERAÇÃO

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês

de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2021 foi de 4,60% para remunerar a atividade de GGS. A taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,51%, a qual reflete a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2021, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2022, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2021.

#### **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 de *revenue cap*. Desta forma, o valor dos custos de exploração para 2018 resultaram da análise e das definições plasmadas no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018-2020». Neste documento ficou definido um valor para tarifas de 2018 do *revenue cap* de 16,972 milhões de euros. Contudo, tal como referido nesse mesmo documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”, existem novas obrigações atribuídas ao Gestor do Sistema, nomeadamente no âmbito da legislação europeia, que poderia justificar uma alteração prevista dos mesmos. Foi neste sentido que a metodologia de regulação contemplou uma parcela de custos não sujeita à aplicação de metas de eficiência que permite 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.

É a análise desses custos que se apresenta de seguida.

Face à informação apresentada pelos operadores de redes de transporte nos grupos internacionais de *Balancing* da ACER, a ERSE considera justificados os custos apresentados pela REN para 2021 relativos às plataformas TERRE (169,7 milhares de euros), MARI (33,2 milhares de euros), PICASSO (13,2 milhares de euros) e IGCC (14,9 milhares de euros).

Sobre o item ENTSO-E, refere-se que no exercício anterior a ERSE solicitou informação justificativa do crescimento de custos da ENTSO-E. Essa informação foi prestada no “Relatório e contas reguladas de 2021” e considerada suficiente, justificando que a ERSE aceite o custo da ENTSO-E para 2021 no montante de 835,2 milhares de euros.

No que diz respeito ao crescimento dos custos da CORESO de 1 243,2 milhares de euros (em 2020) para 1 533 milhares de euros (em 2021) e que previsivelmente continuará a crescer nos anos seguintes, recorda-se que no ano anterior se escreveu no documento “Proveitos e ajustamentos 2022” que: “Já sobre o horizonte 2021 a 2025 para a entidade CORESO, depois de aceite para 2020 o valor apresentado pela REN de 1 243 160 euros, o nível de custos apresentados entre 2021 a 2025 continua a crescer de forma muito significativa. Apesar de se reconhecer a atribuição pela regulamentação de um conjunto de novas competências à CORESO e que aquela organização irá desenvolver, não é possível associar de forma clara o crescimento relevante dos custos às novas competências. Apesar de se ter consciência do aumento referido de responsabilidades da CORESO, considera-se que a REN não fornece elementos demonstrativos da necessidade do crescimento de custos entre 2020 e 2023, de quase 40%. Sem uma justificação adequada, incluindo, nomeadamente, a apresentação de um plano de desenvolvimento dos projetos previstos, não será possível aceitar o nível de custos apresentados.”

A ERSE solicitou à REN relativamente à CORESO a apresentação de um plano de desenvolvimento das aplicações associadas a estas competências, dos acordos envolvidos e dos respetivos custos.

Esta solicitação de informação prende-se com a falta de transparência atual dos custos apresentados por aquela entidade e com a necessidade da verificação de não existência de subsidiação duplicada entre aquela entidade e a ENTSO-E. Recorda-se que o crescimento de custos da CORESO proposta entre 2020 e 2023, é de quase 40%.

Como a REN não apresenta o solicitado “plano de desenvolvimento dos projetos previstos”, o referido custo de 1 533 milhares de euros não deverá ser aceite. Considera-se adequado para 2021 aceitar o custo de 1 367,5 milhares de euros, que considera um aumento de 10% que tem em conta o crescimento das responsabilidades da CORESO.

Relativamente aos custos do item OPDE apresentados para 2021 de 92,7 milhares de euros, segundo a REN representam “Valores em conformidade com os adjudicados à UNICORN e APRICO (fabricantes do OPDE e fornecedores do respetivo serviço de suporte informático) Contrato Unicorn e Aprico com atualização do custo em 2023 devido à necessidade de renegociar contrato (agravamento de 10%)”. O OPDE é a ferramenta de troca de informação entre os operadores das redes de transporte e os RCCs (*Regional Coordinaton Centers* que substituíram os RSC - *Regional Security Coordinators*).

Relativamente ao item STA (*Short Term Adequacy*) e OPC (*Outage Planning Coordination*), o custo referido em 2021 é de 126,7 milhares de euros. Segundo a REN, “Trata-se de uma despesa ao abrigo de acordo

assinado pela ENTSO-E e pelos operadores das redes de transporte (REN incluída) associada aos serviços STA (*Short Time Adequacy*) e OPC (*Outage Planning Coordination*) exigidos pelo CACM". De acordo com informação adicional entretanto prestada pela REN, "os serviços STA e OPC são desenvolvidos pelos operadores das redes de transporte e RSCs sob coordenação da ENTSOE. No cumprimento do código SO GL identificou-se a necessidade de serviços extra (adicionais) ao contemplado inicialmente pelos RSCs nos respetivos orçamentos. Concluiu-se que a melhor forma de cobrir esses custos seria pelo estabelecimento de um acordo multilateral entre a ENTSOE e todos os operadores das redes de transporte. Esse acordo tem a designação RSC- *Services Multilateral Agreement* (de 16 de março de 2020) e os operadores das redes de transporte pagam os custos adicionais via ENTSOE". Estes itens têm suporte legal através do Regulamento (UE) 943/2019.

Em resumo, verifica-se que nas aplicações que são competência da CORESO, mas que por falta de orçamento desta têm resultado em acordos multilaterais assinados entre ENTSOE e operadores das redes de transporte (desconhecidos pelas entidades reguladoras), para 2021 correspondem a 219,4 milhares de euros (92 724 € do OPDE mais 126 674 € de STA e OPC). As obrigações da REN no âmbito dos códigos de rede justificam a aceitação destas verbas.

Finalmente os itens BZR (*Binding Zone Review*) e FSKAR (*Financial Settlement of KΔf*), com montantes de respetivamente 23,7 milhares de euros e 15,5 milhares de euros, resultam igualmente de obrigações estabelecidas regulamentarmente pela regulamentação europeia.

O total de custos que aqui se propõe aceitar para 2021 dos itens acima referidos correspondem a um valor total de 2 692,2 milhares de euros (face a um total homólogo de 2 526,6 milhares de euros em 2020).

As competências da CORESO e da ENTSOE estão definidas na regulamentação europeia. Para garantir a aceitação destes custos no futuro, considera-se ser necessária a apresentação por parte da REN, do plano de desenvolvimento das aplicações associadas a estas competências, dos acordos envolvidos e dos respetivos custos. Esta apresentação, num futuro imediato, deve ser feita no que diz respeito à CORESO e à ENTSOE.

No que diz respeito aos custos da atividade transparência no âmbito do REMIT, à semelhança do ano anterior foi excluído neste processo tarifário o diferencial de incremento entre o valor do ano de referência de 2016 e os custos dessa plataforma para o ano de 2021, num montante de 35 235 EUR, por este acréscimo não estar devidamente justificado.

Os restantes custos apresentados pela REN, que decorrem da aplicação regulamentar nacional e europeia, foram justificados pela REN no reporte à ERSE.

Foram também analisados os custos apresentados pela REN para o período 2022 e 2023. Relativamente aos custos estimados com processos de contencioso suportados pela REN no âmbito dos serviços de interruptibilidade, sem uma análise casuística e uma justificação adequada, não será possível aceitar o nível de custos apresentados.

Desta forma, foi considerado um valor adicional de 1 204 milhares de euros fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência, conforme apresentado seguidamente no Quadro 4-20.

Quadro 4-20 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

<b>Custos de plataformas afetas à gestão do sistema</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling) [REN]	32	25	34	41
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform) [REN]	64	113	117	121
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project) [REN]	103	92	85	101
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation) [REN]	0	0	4	15
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange) [REN]	602	52	313	170
Custos com as plataformas GGS - MARI (Mannually Activated Reserves Initiative) [REN]	20	11	30	33
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) [REN]	4	10	15	13
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança [REN]	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators) [REN]	769	1 133	1 243	1 533
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment) [REN]	0	0	56	93
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [REN]	630	643	865	835
Custos com as plataformas GGS - Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) [REN]	88	92	88	88
Custos com as plataformas GGS - GIG (Gestão Integrada de Garantias (OMIP)) [REN]	0	0	50	39
Custos com as plataformas GGS - Regulamento do autoconsumo [REN]	0	0	2	63
Custos com as plataformas GGS - STA (Short Time Adequacy) e OPC (Outage Planning Coordination) [REN]	0	0	50	127
Custos com as plataformas GGS - FSKAR (Financial Settlement of K_Delta_f, ACE and ramping period) [REN]	0	0	0	15
Custos com as plataformas GGS - CMM (Capacity Management Model) [REN]	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - BZR (Binding Zone Review) [REN]	0	0	0	24
<b>Custos com as plataformas GGS TOTAL [REN]</b>	<b>2 313</b>	<b>2 170</b>	<b>2 953</b>	<b>3 312</b>
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling)	32	25	34	41
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform)	64	113	117	121
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project)	103	92	85	101
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation)	0	0	4	15
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)	602	52	313	170
Custos com as plataformas GGS - MARI (Mannually Activated Reserves Initiative)	20	11	30	33
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)	4	10	15	13
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators)	769	961	1 243	1 367
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment)	0	0	56	93
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	630	643	708	835
Custos com as plataformas GGS - Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)	88	92	53	53
Custos com as plataformas GGS - GIG (Gestão Integrada de Garantias (OMIP))	0	0	50	39
Custos com as plataformas GGS - Regulamento do autoconsumo	0	0	2	63
Custos com as plataformas GGS - STA (Short Time Adequacy) e OPC (Outage Planning Coordination)	0	0	50	127
Custos com as plataformas GGS - FSKAR (Financial Settlement of K_Delta_f, ACE and ramping period)	0	0	0	15
Custos com as plataformas GGS - CMM (Capacity Management Model)	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - BZR (Binding Zone Review)	0	0	0	24
<b>Custos com as plataformas GGS TOTAL</b>	<b>2 313</b>	<b>1 998</b>	<b>2 760</b>	<b>3 111</b>
Valor não aceite fora do revenue cap			193	201
Diferencial (valor a considerar fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência)			1 356	1 708
Proveitos GGS - Produtores em regime especial (desvios de reativa) [REN]			-703	-504
<b>Valor a incluir fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência</b>			<b>654</b>	<b>1 204</b>

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.

## **INTERRUPTIBILIDADE**

Em 2021 os custos com interruptibilidade ascenderam a 102,731 milhões de euros, englobando 32,740 milhões de euros respeitantes à variação do custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2021, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho. Atendendo à redação desta Portaria, a repercussão tarifária deste montante adicional é efetuada no ano subsequente, com acréscimo de juros, ou seja, o custo estimado (não definitivo e não auditado) com este tipo de contratos de interruptibilidade no ano de 2021 foi repercutido nas Tarifas de 2022.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2021, foram considerados os valores reais correspondentes a esse ano, ou seja:

- diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2021, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2022 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2021. Esta diferença de 7,026 milhões de euros, a devolver à empresa, incluindo os juros para ajustamento a dois anos, é repercutida no quadro dos proveitos permitidos, de forma individualizada face aos ajustamentos de t-2;
- custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2021, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 (69,991 milhões de euros), que origina um ajustamento de 5,238 milhões de euros a devolver à empresa, incluindo os juros para ajustamento a dois anos.

O montante total dos custos com o serviço de interruptibilidade ocorrido em 2021 foi superior às previsões utilizadas na definição das tarifas, originando um ajustamento de 12,264 milhões de euros, incluindo juros, a devolver à empresa e que foi repercutido nas tarifas de 2023.

## **CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA**

Todos os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência considerados no exercício tarifário de 2021 foram repercutidos nos proveitos da atividade de GGS, após homologação dos mesmos pelo membro do Governo responsável pela área da energia, nos termos do artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Deste modo não há lugar a ajustamentos para estes valores.

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

No cálculo do ajustamento de 2021 a repercutir em 2023 foram considerados 308 650 euros, resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2021 relativamente à 6.ª edição do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), PPEC 2017-2018. Em seguida é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

### PPEC 2017-2018

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 4 279 674 euros em 2021, é necessário devolver aos consumidores 4 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2021 para pagamentos em 2022 (41 632 euros). Adicionalmente, 4 medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (308 647 euros) que ser devolvido aos consumidores.

A ERSE está a elaborar o relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2017-2018, procurando assim uma maior projeção e conhecimento do público sobre os resultados do plano.

**Quadro 4-21 - Resumo ajustamento PPEC t-2**

Unidades: EUR

	PPEC 2017-2018
Valor não executado	308 647
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	4

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 4 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranço da 6.ª edição do PPEC a devolver aos consumidores, 308 647 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2023.

## VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2022

O Quadro 4-22 apresenta o valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte em Portugal continental do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas pago durante o ano t-1.

**Quadro 4-22 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Valor Previsto do desvio de recuperação do custo de convergência Tarifária RA's	T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)	Média T2022 [(Dez2021 + Jun2022)/2]	2022E em T2023	[2022P em T2022] - [2022E em T2023]
A	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	79 230	72 086	75 658	75 388	-270
B	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	71 552	64 093	67 822	67 580	-242
C	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	157 769	-54 504	51 633		
D=E*F	Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS				51 448	
E	Energia saída da Rede de Transporte para abastecer consumos do ML e do CUR (Fornec. Totais + Perdas RND)				49 530 429	
F	Tarifa (EUR/kWh)				0,001	
G	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1					1,33%
<b>H = (A + B) * (1 + G)</b>	<b>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</b>					<b>-520</b>

Fonte: ERSE, REN

Tal como evidenciado no quadro anterior, este ajustamento foi calculado com base na média dos valores de tarifas de 2022 definidos em dezembro de 2021 e dos valores de tarifas de 2022 que resultaram da fixação excecional de tarifas em junho de 2022.

### ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2022

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2022 da GGS que, conforme previsto no artigo 156.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 2022. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra. Apesar do aumento da taxa de remuneração, o efeito combinado de redução do valor médio do RAB e das amortizações originam um montante a devolver pela empresa de 187 milhares de euros.

## Quadro 4-23 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2022 da GGS

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	2022P em T2022	2022E em T2023	[2022P em T2022] - [2022E em T2023]
A	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	9 946	9 761	<b>185</b>
B	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 971	7 728	
C	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	44 881	42 843	
D	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,400%	4,75%	
E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			1,33%
<b>F = A * (1 + E)</b>	<b>Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t</b>			<b>187</b>

Fonte: ERSE, REN

#### 4.2.2 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 num *revenue cap*, que evolui parcialmente com alguns indutores, e que se aplica à totalidade dos custos, CAPEX e OPEX, ou seja, ao TOTEX. A estes proveitos são aplicadas metas de eficiência. Para além dos proveitos resultantes desta metodologia são ainda considerados proveitos resultantes da aplicação de um incentivo à melhoria do desempenho técnico.

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

Neste âmbito, mantém-se a não consideração 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 considerou 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 ponto 4.2.2.2.

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  $t-1$ .

#### 4.2.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Desde o período de regulação 2009-2011 que a atividade de Transporte de Energia Elétrica é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência quer no CAPEX, quer no OPEX. Para o período de regulação que se iniciou em 2018, a ERSE decidiu substituir o incentivo à manutenção em exploração do equipamento em fim de vida útil pelo incentivo à racionalização económica dos custos com os investimentos do operador da RNT (IREI), que se desenvolveu no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”. Para esse período de regulação a ERSE decidiu também revogar o incentivo ao aumento de disponibilidade dos elementos da RNT<sup>50</sup>, estendendo a aplicação dos restantes incentivos, embora com as adaptações necessárias para melhorar os sinais económicos transmitidos à empresa.

No período de regulação que se iniciou em 2022, a principal alteração introduzida consistiu, tal como referido, na aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de TEE<sup>51</sup>, na extinção do IREI, cuja componente de incentivo económico fica subjacente na nova metodologia de regulação, e na criação do incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT), que substitui o extinto IREI na sua componente técnica. Estas alterações são apresentadas de seguida.

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

O processo de definição das bases de custos totais (TOTEX) sujeitas a metas de eficiência e demais parâmetros aplicáveis no âmbito desta metodologia ao período de regulação 2022-2025 encontra-se detalhado no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025». Neste documento

---

<sup>50</sup> A análise e justificação da revogação deste incentivo encontra-se publicada do site da ERSE, do documento “Documento justificativo da proposta de alteração do RQS dos setores elétrico e do gás natural”.

<sup>51</sup> 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>.

identifica-se também o tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rúbricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de TEE em 2023.

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.

#### **INCENTIVO À MELHORIA DO DESEMPENHO TÉCNICO DA RNT**

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 2023, o montante previsional determinado pela ERSE para o incentivo é de 10,0 milhões de euros, no pressuposto de que o desempenho técnico da RNT, medido pelo indicador definido pela ERSE para o período regulatório de 2022 a 2025, se situará na zona central do incentivo IMDT.

### **CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DAS REDES DE TRANSPORTE**

Com o mecanismo atual em vigor, considerou-se nos proveitos permitidos uma estimativa de 14 milhões de euros para 2023. Como se verá adiante no ponto 4.2.2.2, 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.

### **MONTANTES NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA**

Esta rubrica (linha E do Quadro 4-24) 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 eficiência. A aceitação destes custos está justificada no documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020», de dezembro de 2017. Para 2023, 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<sup>52</sup>.

Inclui-se também, a título provisório, 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 2023, como explicado adiante neste capítulo.

### **PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2023**

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no artigo 118.º do Regulamento Tarifário em vigor. Para os proveitos permitidos previstos nessa fórmula, e tendo em conta os pontos anteriormente apresentados, apurou-se o montante de proveitos permitidos constante do Quadro 4-24.

---

<sup>52</sup> 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”.

Quadro 4-24 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2022P em T2022	2023P em T2023
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	264 336	272 042
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de TEE	34 348	34 342
2	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	815,50828	815,37247
3	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)	4,40%	4,747%
4	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	981,04876	980,88538
5	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)	5,15%	5,497%
6	Valor unitário compenente sujeita a ajustamento de fator de ajustamento de IPIB-X pré 2022 TEE (Milhões EUR/Fator ajustamento IPIB-X)	121,44402	121,42379
7	Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X do TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)	1,00000	1,00017
8	Valor unitário condições financiamento pós 2022 TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)	258,88688	258,84376
9	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)	4,40%	4,746%
10	Valor unitário do indutor Extensão da rede TEE (EUR/Km)	570,74559	570,65054
11	Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)	9 732	9 826
12	Valor unitário do indutor Potência ligada à rede de TEE para produtores (EUR/MVA)	339,16384	339,10736
13	Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MVA)	15 307	16 916
B	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	-469	
C	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	7 964	
D	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	7 500	10 000
E	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	4 970	4 026
F	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	1 932	14 000
G	Gastos ambientais	0	0
H	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-22 715	-12 025
I = A - B - C + D + E + F + G - H	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>293 958</b>	<b>312 092</b>
J	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	-469	
K	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	7 964	
L	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-22 715	-12 025
M = I + J + K + L	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)</b>	<b>278 737</b>	<b>300 067</b>

Fonte: ERSE, REN

O acréscimo de 18,1 milhões de euros verificado nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (linha I) face ao ano anterior decorre de um conjunto de efeitos, dos quais se destacam o incremento dos custos totais (TOTEX) (linha A), devido sobretudo ao aumento da taxa de remuneração dos ativos em virtude da evolução positiva da *yield* das obrigações do tesouro portuguesas no último ano, e o aumento do valor das compensações entre operadores das redes de transporte (linha F).

Para além destes efeitos agregados, de seguida aduzem-se outros temas, que pela sua natureza importa destacar.

### INFRAESTRUTURAS DE LIGAÇÃO À ZONA PILOTO *OFFSHORE*

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

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

Neste âmbito, o Fundo Ambiental efetuou uma transferência inicial de 1,4 milhões de euros em 2019.

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 Despacho n.º 11334-A/2022, de 19 de setembro, que produziu a última alteração ao Despacho n.º 3143-B/2022, de 11 de março, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2022, tem uma transferência estimada de 2 501 266 euros em 2022.

O quadro seguinte apresenta um resumo, para o período compreendido entre 2019 e 2023, dos custos de capital (CAPEX), das transferências efetuadas e estimadas pelo FA para o SEN e do montante previsto que seria necessário transferir em 2023 (assumindo o valor orçamentado pelo Fundo Ambiental de 2022) para assegurar a neutralidade tarifária do investimento em termos de custos com o capital investido. Os valores de 2022 e 2023 são valores estimados e previsionais à data de elaboração dos cálculos, enquanto os valores de 2019, 2020 e 2021 são valores reais<sup>53</sup>.

---

<sup>53</sup> Baseados em valores auditados dos valores e respetivas datas recebimento das tranches do subsídio do PO SEUR.

**Quadro 4-25 - Custos de capital das infraestruturas de ligação à zona piloto *offshore* e transferências do Fundo Ambiental**

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
2019	R	2019 R	1 358 006	1 358 006	4,88%	1 400 000	2019	Realizada	41 994	41 994
2020	R	2020 R	2 654 516	4 012 522	4,60%	920 000	2020	Realizada	-1 734 516	-1 692 522
2021	R	2021 R	2 158 627	6 171 149	4,51%	2 384 403	2021	Realizada	225 776	-1 466 746
2022	E	2022 E	2 243 094	8 414 243	4,75%	2 501 266	2022	Orçamentada (Estimada)	258 172	-1 208 574
2023	P	2023 P	2 237 798	10 652 041	4,75%		2023	Prevista p/ saldo em falta	-2 237 798	-3 446 372

Fonte: ERSE, REN

O quadro evidencia que, assumindo uma transferência do Fundo Ambiental em 2022 igual ao valor orçamentado, de 2 501 266 euros, para garantir a neutralidade tarifária respeitante ao custo com capital do investimento, prevê-se que seja necessária uma transferência em 2023 por parte deste Fundo num montante total de cerca de 3 446 milhares de euros.

Assim, enquanto se aguarda o recebimento da transferência do Fundo Ambiental, por forma a assegurar a neutralidade tarifária deste investimento foi efetuada, a título provisório, uma dedução de igual montante aos proveitos permitidos da atividade de TEE, incluída na parcela de montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência (linha E do Quadro 4-24).

Os custos com a operação e manutenção deste projeto 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.

A ERSE, no seu parecer a este projeto, e em todas as iterações, quer com a REN, quer com as outras entidades intervenientes, sempre referiu que o OPEX deste investimento seria tratado de forma igual ao restante OPEX da atividade da TEE.

Em segundo lugar e no que respeita ao OPEX, em face dos normativos aplicáveis, a ERSE reitera que os custos de exploração das infraestruturas concessionadas não devem ser reconhecidos fora da base de custos sujeita a metas de eficiência. Por força da metodologia de regulação aplicável à atividade de TEE (*revenue cap* aplicável ao TOTEX), o valor do OPEX a recuperar pela empresa (considerado nos proveitos permitidos) será, normalmente, diferente dos custos incorridos pela mesma. Caso este projeto leve a um aumento dos custos operacionais da REN no decorrer de um período de regulação, a base de custos que será definida para o período de regulação subsequente refletirá este incremento. Acresce que a metodologia de regulação em vigor a partir de 2022 inclui um mecanismo de partilha de ganhos e perdas,

que protege o equilíbrio económico-financeiro da empresa caso os custos reais se desviem significativamente dos custos considerados na base de custos.

#### 4.2.2.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o artigo 95.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2023 à entidade concessionária da RNT, na atividade de Transporte de Energia Elétrica, corresponde à diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2021 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2021.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2021 encontra-se calculado no Quadro 4-26. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento é de -12,025 milhões de euros<sup>54</sup>. Para este montante contribuiu a diferença entre os proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica, de 289 milhões de euros (linha K), e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de 293,4 milhões de euros (linha H), no qual está subjacente uma diferença de 6,9 milhões de euros entre valor verificado em 2021 e o valor previsto em Tarifas de 2021 dos proveitos permitidos da atividade de TEE. A contribuir com um diferencial positivo, ou seja, a devolver à empresa, salienta-se a diferença entre o valor verificado em 2021 e o valor previsto das rubricas do valor da compensação entre operadores das redes de transporte (+8,3 milhões de euros – linha E) e dos montantes não contemplados no âmbito das metas de eficiência (+5,5 milhões de euros - linha D). A contribuir com um diferencial negativo, salienta-se a diferença entre o valor verificado em 2021 e o valor previsto da rubrica de custos com capital dos ativos com prémio, valorizados a custos de referência (-9,7 milhões de euros – linha 8), embora este efeito já tenha sido quase integralmente anulado em 2022 através do ajustamento t-1 do CAPEX (linha Q).

---

<sup>54</sup> Ajustamentos de sinal negativo representam valores a devolver à empresa.

Quadro 4-26 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2021

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2021	2021P em T2021
<b>A = (1) + (2) x (3)/1000 + (4) x (5)/1000</b>	<b>Custos de exploração da atividade de TEE do ORT aceites no cálculo de proveitos</b>	<b>30 560</b>	<b>30 665</b>
1	Componente fixa OPEX do ORT	30 350	30 387
2	Custo unitário associado à extensão de rede (€/km)	401	401
3	kms de rede (variação média do ano)	173	253
4	Custo unitário associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 106	5 106
5	Número de painéis de subestações (variação média do ano)	28	35
<b>B = (7) + (8)</b>	<b>Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>208 443</b>	<b>217 291</b>
7 = (a) + (b) x (c) - (d)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos reais	106 551	105 707
a	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos reais (líquido amortizações de subsídios)	67 041	66 704
b	Valor médio ativo S/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios	932 433	903 099
c	Taxa de remuneração dos ativos base (custos reais) do ORT	4,506%	4,596%
d	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	2 502	2 502
8 = (e) + (f) x (g) - (h)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos de referência	101 892	111 583
e	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos referência (líquido amortizações de subsídios)	56 141	60 072
f	Valor médio ativo C/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios (a custos referência)	1 039 147	1 129 362
g	Taxa de remuneração dos ativos a custos de referência do ORT	5,256%	5,346%
h	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	8 863	8 863
C	Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)	27 060	25 000
D	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	10 564	5 088
E	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	9 351	1 025
F	Gastos ambientais	0	0
G	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-7 378	-7 378
<b>H = A + B + C + D + E + F - G</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>293 356</b>	<b>286 446</b>
<b>I = H + (d) + (h) + (H)</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)</b>	<b>297 344</b>	<b>290 433</b>

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2021
<b>J = I</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>293 356</b>
<b>K</b>	<b>Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de URT</b>	<b>288 985</b>
L = K(t-2) - J(t-2)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de TEE do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	-4 372
M = L * (1 + N) * (1 + O)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de TEE do ORT (C/ juros, antes de ajustamentos provisórios)	-4 430
N	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1	1,335%
O	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2	0,009%
P	Acerto provisório CAPEX, previstos para T-1, em Tarifas T-1, a custos reais (C/ Juros)	-476
Q	Acerto provisório CAPEX, previstos para T-1, em Tarifas T-1, a custos de referência (C/ Juros)	8 070
<b>R = M - P - Q</b>	<b>Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t</b>	<b>-12 025</b>

Fonte: ERSE, REN

#### VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

A valorização a custos de referência dos investimentos transferidos para exploração em 2021 obedeceu às disposições do Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, com as alterações introduzidas pela Diretiva

n.º 3/2015, de 29 de janeiro, e aos parâmetros definidos para o período de regulação de 2018 a 2021. Conforme previsto no artigo 15.º do Anexo I deste diploma, a REN apresentou o relatório de auditoria à aplicação dos custos de referência em 2021, que pretende validar a informação necessária para a aplicação do mecanismo de custos de referência, designadamente, as características físicas das obras transferidas para exploração, o respetivo custo real e o custo de referência por obra, atualizado e sujeito a metas de eficiência.

De acordo com o artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações, a ERSE estabelece quais os ativos transferidos para exploração que não são aceites para efeitos de cálculo da retribuição dos operadores das redes elétricas, designadamente quando não são verificados os motivos que fundamentaram a necessidade do respetivo projeto de investimento. Nesta situação, durante as verificações físicas no terreno da auditoria à aplicação do mecanismo de custos de referência em 2021, foi identificado o painel da linha de 400kV “Ribeira de Pena-Feira”, localizado na subestação de Ribeira de Pena, que foi transferido para exploração e reportado pela REN com valorização a custos de referência, que não foi aceite pela ERSE na base de ativos com prémio no ano 2021, conforme descrito adiante de forma mais detalhada.

O Quadro 4-27 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2021. Estes valores são os apresentados pela REN nas contas reguladas e auditadas de 2021, excluindo os custos do painel de linha de 400kV acima referido.

Quadro 4-27 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2021

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		<b>Custo Real 2021</b>	
1	<b>Subestações</b>	82 747	
2	<b>Linhas</b>	100 723	
A = 1 + 2	<b>Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência</b>	<b>183 471</b>	
		<b>Custo Real 2021</b>	<b>% c/ prémio após aplicação do mecanismo</b>
3	<b>Subestações</b>	47 465	57,4%
4	<b>Linhas</b>	24 077	23,9%
B = 3 + 4	<b>Imobilizado real correspondente ao imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração</b>	<b>71 542</b>	<b>39,0%</b>
		<b>Custo de Referência 2021</b>	<b>Δ % Custo Referência / Real</b>
5	<b>Subestações</b>	47 914	0,9%
6	<b>Linhas</b>	23 433	-2,7%
C = 5 + 6	<b>Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração</b>	<b>71 346</b>	<b>-0,3%</b>

Fonte: ERSE, REN

#### INCENTIVO À RACIONALIZAÇÃO ECONÓMICA DOS INVESTIMENTOS DA RNT

No exercício tarifário de 2021, a ERSE considerou que o prolongamento extraordinário para 2021 dos parâmetros do período de regulação de 2018 a 2020 não devia conduzir à aplicação de incentivos ou penalidades diferentes dos que resultariam da média dos três anos inicialmente previstos para o período de regulação (de 2018 a 2020). Assim, o incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT ( $I_{REI}$ ) assumiu um valor previsional de 25 milhões de euros nos proveitos permitidos de 2021.

No exercício tarifário de 2023, o valor definitivo do incentivo  $I_{REI}$  para o ano de 2021 foi apurado nos termos da decisão regulatória atrás referida, através da média dos valores definitivos deste incentivo nos anos de 2018 (24,179 milhões de euros), de 2019 (25,000 milhões de euros) e de 2020 (32,000 milhões de euros), resultando num valor de 27,060 milhões de euros.

Complementarmente, a ERSE promoveu uma auditoria à aplicação do incentivo  $I_{REI}$ , enquadrada pelo artigo 140.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado

pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, que foi realizada por uma entidade independente.

Esta auditoria teve como objetivo verificar a inexistência de distorções na aplicação deste incentivo, através da validação de dados utilizados no seu cálculo, designadamente o valor do ativo bruto face aos ativos efetivamente existentes no terreno e os valores dos indicadores de desempenho necessários ao cálculo do índice de desempenho funcional, com incidência nos anos de 2019 e 2020.

A auditoria foi concluída no primeiro semestre de 2022 e a opinião do auditor, expressa em relatório de garantia razoável de fiabilidade, foi de que o cálculo do incentivo  $I_{REI}$  foi preparado, em todos os aspetos materialmente relevantes, em conformidade com a metodologia prevista no Regulamento Tarifário em vigor à data de aplicação do incentivo.

Não obstante, o auditor concluiu igualmente que a atual política de registo dos ativos seguida pela REN não permite que o reporte da informação contabilística reflita, com o rigor desejável, a realidade física dos ativos regulados, o que motivou um conjunto de recomendações para resolução das situações identificadas, com vista à melhoria de procedimentos internos da REN, a um maior rigor na informação reportada para efeitos tarifários ou à supressão de fragilidades detetadas.

Tais recomendações foram remetidas à REN, que deverá identificar as atividades necessária à sua concretização e apresentar à ERSE um cronograma de implementação. Futuramente, os resultados da implementação destas recomendações serão alvo de monitorização pela ERSE.

#### **ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO EM 2021 NÃO ACEITES**

À semelhança de anos anteriores e como referido previamente, no presente exercício tarifário a ERSE condicionou a aceitação em definitivo dos investimentos na base de ativos regulada nos seguintes termos:

- A proposta de PDIRT-E 2017 foi aprovada por Despacho do membro do governo responsável pela área de energia, de 14 de fevereiro de 2019, com repercussão nos exercícios de tarifas 2020 e seguintes. O ano de 2019 é, simultaneamente, o primeiro ano de incidência deste PDIRT-E aprovado, para o qual foram calculados os ajustamentos definitivos nas tarifas 2021. De modo semelhante, para o ano 2021 serão efetuados os ajustamentos definitivos no atual exercício de tarifas 2023;
- Nesta medida, importa referir que a ERSE desenvolveu uma reconciliação entre os investimentos aprovados no PDIRT-E 2017 para 2021 e os valores reportados pelo operador da RNT para esse ano,

para efeitos de tarifas 2023, com o objetivo de refletir os resultados desta reconciliação no cálculo dos custos com capital da atividade de TEE do ano 2021. Assim, em face da informação recebida, foram identificados os seguintes investimentos entrados em exploração em 2021 a excluir em definitivo da base de ativos a remunerar, que já tinham sido excluídos a título previsional em T2022:

- o 92,2 milhares de euros de investimento não específico relativo à obra de benfeitorias, segurança e construção civil no edifício da sede REN (“EUA”), visto não ter sido trazido nenhum elemento novo relevante por esta empresa face à informação anteriormente reportada pelo operador sobre este tema. Em particular, a informação enviada pelo operador da RNT continua a não permitir avaliar os benefícios, os custos evitados, as alternativas à realização desses investimentos. Assim, em coerência com a prática seguida pela ERSE sobre esta questão, os investimentos no edifício sede realizados até 2021 não serão considerados no cálculo dos proveitos permitidos da atividade de TEE do operador da RNT subjacentes às tarifas 2023;
- o 1,37 milhões de euros de uma obra relativa à resiliência e adaptação às alterações climáticas (gestão integrada de vegetação e limpeza de florestas), por se considerar que este custo tem uma natureza de custo operacional e não de investimento, posição já tomada anteriormente pela ERSE, quer em sede do seu Parecer à proposta PDIRT-E 2021, que incluía investimentos semelhantes, quer no exercício tarifário de 2022 para justificar a exclusão destes mesmos investimentos a título previsional.

Sobre este tema, refira-se que, através da metodologia de regulação por *revenue cap* aplicada ao OPEX, em vigor em 2021, os proveitos permitidos da atividade de TEE já incluem, implicitamente, montantes de OPEX para a REN responder de forma eficiente às suas obrigações enquanto concessionária da RNT, tais como a limpeza de florestas<sup>55</sup>. Registe-se ainda que a definição dos proveitos permitidos da TEE tem tido por base a regulação por incentivos, o que justifica que no ano de 2021 os seus proveitos permitidos não correspondem diretamente aos custos apresentados pela REN, não apenas ao nível do OPEX, como também noutras dimensões, como sejam na gestão dos seus ativos e na avaliação do seu desempenho operacional, materializadas no IREI.

Por fim, sublinhe-se que as revisões de bases de custos no início de cada período de regulação, subjacentes às metodologias de regulação por incentivos (quer quando aplicadas ao OPEX,

---

<sup>55</sup> No documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020” detalha-se o cálculo da base de custos OPEX em vigor em 2021: <https://www.erse.pt/media/rgadi43r/par%C3%A2metros-2018-2020.pdf>.

quer quando aplicadas ao TOTEX), permitem acomodar indiretamente, ao longo do tempo, eventuais aumentos destes custos. Em particular, o *revenue cap* aplicado ao TOTEX, em vigor a partir de 2022, pretende precisamente disponibilizar à empresa recursos suficientes que lhe permitam responder às suas obrigações enquanto concessionária de serviço público, incluindo ainda um mecanismo de partilha de ganhos e perdas que protege o equilíbrio económico-financeiro da empresa caso os custos reais se desviem significativamente dos custos considerados na base de custos

Além destes investimentos já excluídos a título previsional no exercício tarifário para 2022, 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, como já referido anteriormente 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 motivo de licenciamento em parte do seu traçado.

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

Assim, conclui-se que o projeto associado a esta linha não está concluído e que, por isso, parte dos ativos apresentados na informação de obras concluídas não podem ser considerados como estando em exploração, uma vez que, de acordo com o artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações, não é possível alcançar os fins pelos quais foram propostos e aprovados em sede de PDIRT-E. Deste modo, a ERSE decide não considerar o ativo associado ao referido painel de linha a 400kV na sua base regulada de ativos de 2021, no cálculo do ajustamento de t-2 em sede de Tarifas de 2023 (no montante de 671 milhares de euros a custos reais e de 1 091 milhares de euros a custos de referência), não alterando, contudo, a base de ativos considerada no TOTEX a partir de 2022.

Este investimento 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.

## **TAXA DE REMUNERAÇÃO**

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações

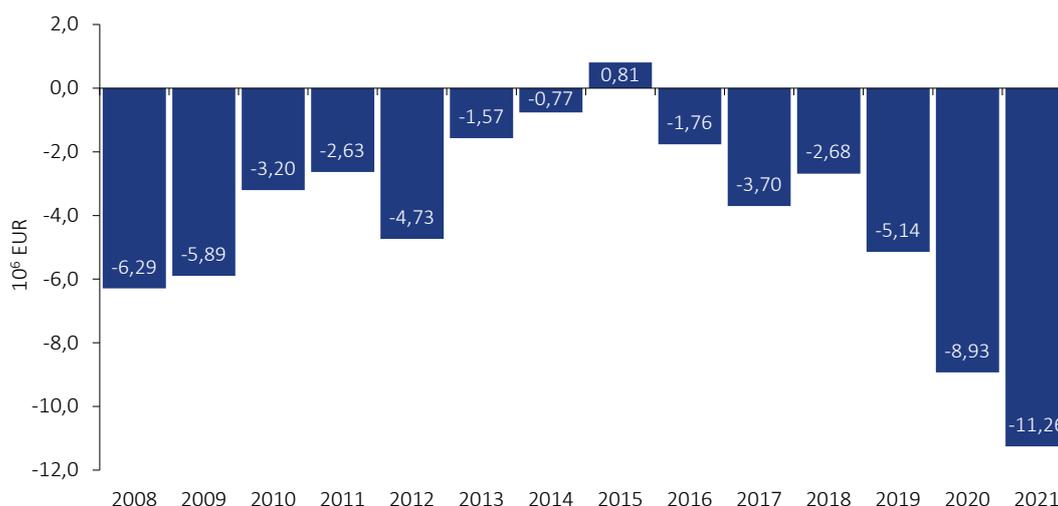
do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2021 foi de 4,60% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 5,35% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,51% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 5,26% para remunerar os ativos valorizados a custos de referência.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2021, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2022, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2021.

#### CUSTOS COM COMPENSAÇÃO ENTRE OPERADORES DA REDE DE TRANSPORTE

O crescimento das importações decorrentes de contratações no mercado liberalizado e das vendas da REN, acompanhado por uma redução da energia de trânsito levou 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 situações de recebedora, conforme se pode observar na Figura 4-9. O montante pago pela REN em 2021 ascendeu a 11,26 milhões de euros.

Figura 4-9 - Compensação entre TSO



Fonte: ERSE, REN

A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2021 (rendas de congestionamento) atingiu 2,190 milhões de euros, aos quais foram deduzidos 33 milhares de euros resultantes de *Financial Transaction Rights*. O saldo remanescente em 31 de dezembro, após a aplicação em serviços de sistema (que inclui o saldo das ações coordenadas de balanço) foi de 1,920 milhões de euros.

#### **TROÇO DE ESTRADA PARA ULTRAPASSAR CONDICIONANTES DE ACESSO À SUBESTAÇÃO DO FUNDÃO**

No âmbito do previsto no mecanismo de investimentos a custos de referência, a REN submeteu para apreciação da ERSE, em julho de 2019, informação relativa à previsão de um sobrecusto associado à nova subestação do Fundão, tendo feito chegar ulteriormente novos elementos que lhe foram solicitados pela ERSE. Esta subestação foi transferida para exploração em outubro de 2021, de acordo com a informação das contas reguladas e auditadas recebida para o exercício tarifário de 2023.

De acordo com a exposição da REN, este sobrecusto refere-se à construção de um troço de estrada com cerca de 1,9 km de extensão, destinada a ultrapassar condicionantes de acesso ao local escolhido para a subestação, designadamente pelos veículos de grandes dimensões necessários ao transporte dos transformadores a instalar nesta subestação. Refira-se, que estas condicionantes de acesso ao local escolhido para a subestação do Fundão não foram sinalizadas na documentação, a que a ERSE teve acesso, sobre a seleção dos possíveis locais para a implantação desta infraestrutura, nem no estudo de impacto ambiental, o que se considera uma fragilidade neste processo.

Trata-se de uma via de comunicação integralmente afeta ao trânsito público, que não apresenta contiguidade, sequer parcial, com a subestação construída, ou seja, não é uma estrada de acesso à subestação ou de uso exclusivo da REN. Assim, a estrada construída é, por natureza, insuscetível de integrar os bens da concessão ou da base de ativos para efeitos de regulação, o que aliás é reforçado pelas disposições de um protocolo celebrado entre a REN e a Câmara Municipal do Fundão no âmbito do processo de construção desta subestação, que prevê a transferência desta estrada para o domínio público municipal após a sua conclusão. Contudo, por não ser possível o transporte da totalidade dos equipamentos para a subestação através das estradas pré-existentes, a ERSE sinalizou na decisão tarifária de 2022 que as tarifas poderiam vir a suportar o custo eficiente que permita ultrapassar as condicionantes para a realização deste transporte, sem que este seja contemplado no âmbito das metas de eficiência, mas não sendo sujeito a capitalização.

Para suportar a decisão tarifária sobre a aceitação destes custos, a ERSE contratou um estudo ao Laboratório Nacional de Engenharia Civil (LNEC) para a análise da solução construtiva e obtenção de uma estimativa dos custos eficientes do troço de estrada em apreço, o qual foi concluído durante o ano de 2022. As conclusões do estudo do LNEC apontam para a efetiva necessidade da solução construtiva adotada para garantir o acesso permanente à subestação do transporte de equipamentos volumosos e pesados durante o seu ciclo de vida, referindo que a obra foi realizada obedecendo aos requisitos técnicos mínimos e com custos ajustados aos praticados no mercado à data da realização da obra.

Não obstante, o estudo do LNEC assinala que a construção de uma rotunda num dos extremos da estrada, é desadequada para o volume de tráfego e ramos de acesso existentes à data (custo direto externo de 68,6 milhares de euros).

Pela natureza do investimento, o custo total de investimento correspondente ao troço de estrada em apreço, no valor de 2,035 milhões de euros<sup>56</sup>, não integrou a base de ativos regulada da atividade de Transporte de Energia Elétrica no ano de 2021, conforme já havia sido sinalizado na decisão tarifária de 2022. Contudo, face às conclusões do estudo do LNEC, a ERSE decidiu aceitar na parcela referente a custos não contemplados nas metas de eficiência do ano de 2021, o custo total referente a este investimento de 1,960 milhões de euros, o qual exclui os custos totais referentes à rotunda (75,3 milhares de euros).

#### **OUTROS MONTANTES NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DAS METAS DE EFICIÊNCIA**

Além dos valores a reconhecer relativamente ao troço de estrada de acesso à subestação do Fundão, esta rubrica (linha D do Quadro 4-26) considera os valores de CAPEX<sup>57</sup> relativos ao projeto Windfloat que asseguram a neutralidade tarifária do projeto, decorrente da transferência integral pelo Fundo Ambiental prevista para 2021. Inclui-se também a devolução do CAPEX de 2020 correspondente à dupla dedução na base de ativos regulada, no exercício tarifário de 2022, do investimento no edifício sede, bem como à amortização anual dos ganhos e perdas atuariais, de 7,472 milhões de euros. Por fim, em face de comentários recebidos da REN, esta rubrica reflete uma correção dos saldos do ativo líquido a remunerar para se considerarem os respetivos valores reais auditados, o que por sua vez implica uma devolução pela empresa de montantes que lhe haviam sido pagos que correspondiam a amortizações cujo valor registado se veio a apurar ser inferior ao então estimado (artigo 168.º do CPA e artigo 230.º do RT).

---

<sup>56</sup> Inclui custos diretos externos, encargos de estrutura e gestão e encargos financeiros.

<sup>57</sup> Os montantes de CAPEX referentes ao projeto Windfloat foram recalculados considerando os dados auditados de valores e respetivas datas de recebimento das várias tranches do subsídio do PO SEUR, aplicando-se os juros devidos.

#### ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX

Uma vez que para o período de regulação 2022-2025 se alterou a metodologia de regulação da atividade de TEE para um *revenue cap* aplicado ao TOTEX, a partir de 2023 deixa de se aplicar o ajustamento provisório do CAPEX a esta atividade.

#### 4.3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

Com a liberalização do mercado elétrico os consumidores de Baixa Tensão Normal (BTN) passaram em 2006 a ter a possibilidade de escolherem o seu fornecedor de eletricidade, podendo para o efeito, e dentro de determinadas condições, mudar de comercializador de eletricidade.

O Orçamento de Estado para 2017 reforçou a necessidade de criação de um Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC), conforme já previsto no Decreto-Lei n.º 29/2006 e no Decreto-Lei n.º 30/2006, ambos de 15 de fevereiro, e no Decreto-Lei n.º 38/2017, de 31 de março, que estabelece o regime jurídico aplicável à atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) no âmbito do Sistema Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás (SNG).

A ADENE começou, assim, a desenvolver em 2018, a atividade de OLMC para os setores elétrico e do gás natural.

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, a figura do 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.

Nos termos dos n.ºs 1 e 2 do artigo 152.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, a atividade do OLMCA consiste no procedimento de mudança de comercializador de eletricidade pelo consumidor e de agregador por parte do produtor de eletricidade, cliente ou titular de instalação de armazenamento ou autoconsumidor, regendo-se pelos princípios da utilização racional dos recursos, das regras de mercado, da livre concorrência e das obrigações de serviço público, de proteção dos consumidores e de proteção dos dados pessoais, de acordo com a legislação em vigor. Nos termos do n.º 4 do mesmo preceito, a prestação dos serviços de mudança de comercializador ou de agregador é gratuita para o requerente.

Nos termos dos n.ºs 3 e 6 do artigo 152.º e do artigo 153.º, a atividade de OLMCA 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.

Mais se determina no n.º 1 do artigo 158.º que a atividade de OLMCA está sujeita à regulação da ERSE no domínio específico das suas atribuições, nomeadamente quanto aos custos e receitas, atendendo a que a remuneração dos serviços prestados pelo OLMCA, a prestação de informação e a prestação de contas são efetuados nos termos do Regulamento Tarifário, encontrando-se o OLMCA sujeito à individualização e separação dos registos contabilísticos (artigo 156.º). Compete também a esta Entidade Reguladora elaborar e aprovar mecanismos e procedimentos de mudança de comercializador e de agregador, bem como a sua monitorização e supervisão de aplicação (artigo 158.º, n.º 2).

Como regime transitório, prevê-se no n.º 1 do artigo 292.º que a ADENE continua a desempenhar as funções de OLMC até à atribuição da licença prevista no artigo 153.º.

Apesar de estar previsto na lei que a atividade de OLMC deva ser desempenhada por um operador independente constituído para o efeito, até 2017, no setor elétrico, essa atividade encontrava-se atribuída à EDP Distribuição, na qualidade de Operador da Rede de Distribuição.

Para assegurar que não houvesse um acréscimo de custos com a 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. O nível de custos definido inicialmente assentou no alisamento a três anos dos custos de investimento e de exploração previstos pela ADENE no seu plano de negócios para o período 2018-2020.

O plano de negócios da ADENE foi revisto e ajustado pela ERSE de modo a ter em conta o custo de capital previsto para os ativos regulados para esse período.

No ano de 2022 iniciou-se um novo período de regulação do setor elétrico tendo sido definidos os novos parâmetros a aplicar entre 2022 e 2025. As opções da ERSE relativamente à definição das bases de custos, metas de eficiência e restantes parâmetros para a atividade de OLMC, encontram-se detalhadas e justificadas no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022-2025», de dezembro de 2021.

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2023 da atividade regulada do Operador Logístico de Mudança de Comercializador para o setor elétrico.

#### PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR PARA 2022

O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de OLMC é dado pelas expressões constantes do artigo 113º do Regulamento Tarifário em vigor e o ajustamento de 2021, foi calculado com as expressões constantes do artigo 90º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio. Os cálculos encontram-se no Quadro 4-28.

**Quadro 4-28 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR			
		Tarifas 2021	2021	Tarifas 2022	Tarifas 2023
<b>A</b>	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 243	1 243	1 258	1 277
<b>B</b>	Outros proveitos desta atividade afetos ao setor elétrico que não resultam da aplicação da tarifa, previstos para o ano t	0	0	0	0
<b>C</b>	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de OLMC para o setor elétrico, tendo em conta os valores ocorridos no ano t-2	18	18	-51	132
<b>D = A - B - C</b>	<b>Proveitos da atividade de OLMC</b>	<b>1 225</b>	<b>1 225</b>	<b>1 309</b>	<b>1 145</b>
<b>E</b>	<b>Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes</b>	<b>1 355</b>			
<b>F = E - D</b>	<b>Desvio do ano</b>	<b>130</b>			
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-1} + \text{spread}$	1,335%			
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-2} + \text{spread}$	0,009%			
$G = F * (1+i_{t-2}) \times (1+i_{t-1})$	<b>Ajustamento dos custos com o OLMC tendo em conta os valores ocorridos</b>	<b>132</b>			

Tendo em conta que a ADENE recuperou em 2021 um valor superior aos proveitos permitidos previstos em 2020, o ajustamento de 2021 constante das tarifas de 2023 contempla um montante de 0,132 milhões de euros a devolver pela ADENE.

Por comunicação datada de 23 de junho de 2022, a ADENE informou a ERSE de um conjunto de incidências que não permitia, naquela data, dispor das contas estatutárias de 2021 fechadas, informando, também que o contexto excecional havia sido exposto pela ADENE ao Tribunal de Contas, a cuja jurisdição se encontra sujeita, tendo este Tribunal concedido prorrogações do prazo para a remessa destas contas.

Na data de publicação das tarifas do Setor Elétrico para 2023 que incorporam os ajustamentos definitivos referentes ao ano de 2021, a ERSE não teve ainda conhecimento das contas estatutárias auditadas da ADENE, referentes a 2021. Esta situação é anómala, tem de ser verificada e, em todo o caso, deve ser superada o mais rapidamente possível. Neste sentido a aceitação em definitivo do ajustamento final de 2021 considerado nos proveitos de 2023 da atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador da ADENE está condicionada à apresentação da auditoria às contas de 2021, prevista nos números 2 e 3 do artigo 189.º do Regulamento Tarifários em vigor, reservando-se a ERSE na possibilidade de alterar os valores em causa em função da apreciação que vier a fazer dos dados fechados que lhe vierem a ser reportados.

#### **4.4 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.

A regulação aplicada à atividade de distribuição tem sofrido algumas alterações nos vários períodos de regulação. No período de regulação 2015-2017, manteve-se a metodologia de regulação aplicada no período anterior apenas com uma alteração ao nível do incentivo ao investimento em redes inteligentes.

No período de regulação de 2018-2021, a metodologia de regulação aplicada à atividade de distribuição foi alterada ao nível da Baixa Tensão, na qual se passou a utilizar uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais). Na Alta e Média tensão manteve-se a metodologia aplicada no período anterior.

No período de regulação de 2022-2025, a principal alteração introduzida consiste na aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de distribuição de energia elétrica em AT/MT<sup>58</sup>, à semelhança da que já vigorava no nível de tensão BT desde 2018. Esta metodologia é complementada com o aprofundamento do princípio de partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas, em ambos os níveis de tensão.

Neste novo período de regulação reformula-se ainda o incentivo à redução de perdas, que passa a incluir duas novas componentes diretamente associadas ao resultado das ações de mitigação do consumo ilícito,

---

<sup>58</sup> A justificação aprofundada desta opção metodológica encontra-se no documento justificativo da Consulta Pública n.º 101: <https://www.erse.pt/media/mhunxjde/documento-justificativo.pdf>.

e removem-se dos proveitos permitidos as parcelas de custos relativos aos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental, uma vez que se encontram atualmente suspensos. Elimina-se igualmente o incentivo ao investimento em redes inteligentes.

Sucintamente, as formas de regulação das atividades reguladas da E-REDES são:

- Distribuição de Energia Elétrica – regulação por *revenue cap* aplicada ao TOTEX em AT/MT e em BT. Importa, igualmente, referir os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço, bem como o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (*aceites a posteriori* aquando do ajustamento de t-2);
- Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte – atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor.

#### 4.4.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

##### 4.4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Nos termos do Regulamento Tarifário em vigor aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, 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, de uso da rede de transporte e dos serviços do Operador Logístico de Mudança de Comercializador (OLMC) e à prestação destes serviços aos clientes.

No cálculo dos proveitos permitidos desta atividade são ainda incorporados os seguintes custos e proveitos, de forma a serem refletidos nas tarifas de acesso pagas por todos os consumidores de energia elétrica:

- Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE);
- Amortização e juros referentes à dívida apurada no âmbito do cálculo das tarifas para 2009 (Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto);
- Custos ou proveitos decorrentes de medidas no âmbito da estabilidade tarifária;
- 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, BTE e BTN;
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC);
- Desconto respeitante à Tarifa Social.

### Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

O detalhe de cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial é apresentado no ponto 4.5.1.1, onde se descrevem as rúbricas mais relevantes para este cálculo e os pressupostos subjacentes às previsões dessas rúbricas.

### Amortização e juros da dívida tarifária

O Quadro 4-29 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2023 que, de seguida, são descritos:

- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>59</sup> ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019 com término em 2023. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>60</sup> ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2020. O saldo em dívida em 2023, referente a este diferimento é de 191,5 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>61</sup> ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2021. O saldo em dívida em 2023, referente

---

<sup>59</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

<sup>60</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

<sup>61</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro).

a este diferimento é de 555,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;

- o défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a serem recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2023, referente a estes défices, é de 132,1 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente.

Quadro 4-29 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2022	Juros 2023	Amortização e regularização 2023	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2023	Saldo em dívida em 2023
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2019</b>	<b>233 998 837</b>	<b>2 578 667</b>	<b>233 998 837</b>	<b>236 577 504</b>	<b>0</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	437 534	4 822	437 534	442 356	0
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 724 615	305 525	27 724 615	28 030 140	0
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 509 675	303 157	27 509 675	27 812 832	0
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	19 342 751	213 157	19 342 751	19 555 908	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	8 381 864	92 368	8 381 864	8 474 232	0
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	27 724 615	305 525	27 724 615	28 030 140	0
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	18 268 149	201 315	18 268 149	18 469 464	0
<b>Tagus</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	104 609 634	1 152 798	104 609 634	105 762 432	0
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2020</b>	<b>381 908 906</b>	<b>2 120 740</b>	<b>190 425 736</b>	<b>192 546 476</b>	<b>191 483 170</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	45 286	251	22 580	22 832	22 706
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	50 410 090	279 927	25 135 257	25 415 184	25 274 833
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	11 126 278	61 784	5 547 736	5 609 520	5 578 542
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	67 314 340	373 797	33 563 979	33 937 776	33 750 360
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	36 755 015	204 101	18 326 623	18 530 724	18 428 391
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	42 239 965	234 559	21 061 505	21 296 064	21 178 460
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	24 669 581	136 990	12 300 638	12 437 628	12 368 943
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	67 583 964	375 294	33 698 418	34 073 712	33 885 546
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	19 720 332	109 507	9 832 865	9 942 372	9 887 467
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	49 958 645	277 420	24 910 160	25 187 580	25 048 486
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	12 085 410	67 110	6 025 974	6 093 084	6 059 436

Quadro 4-30 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2022	Juros 2023	Amortização e regularização 2023	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2023	Saldo em dívida em 2023
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2021</b>	830 751 252	4 614 823	275 384 491	279 999 314	555 366 761
<b>SU Eletricidade</b>	328 271	1 824	108 818	110 642	219 453
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	19 473 593	108 176	6 455 272	6 563 448	13 018 321
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	46 927 687	260 683	15 555 989	15 816 672	31 371 698
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	27 430 239	152 375	9 092 809	9 245 184	18 337 430
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	239 159 393	1 328 530	79 278 590	80 607 120	159 880 803
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	23 463 843	130 342	7 777 994	7 908 336	15 685 849
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	56 347 717	313 012	18 678 620	18 991 632	37 669 096
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	11 731 957	65 171	3 889 009	3 954 180	7 842 948
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	60 165 895	334 222	19 944 302	20 278 524	40 221 592
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2022 <sup>14</sup></b>					0
<b>Tagus, SA</b>	<b>261 892 124</b>	<b>4 596 207</b>	<b>129 807 006</b>	<b>134 403 212</b>	<b>132 085 119</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	193 883 803	3 402 661	96 098 636	99 501 297	97 785 167
Sobrecusto da PRE 2009	68 008 321	1 193 546	33 708 370	34 901 916	34 299 952
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-91 317</b>	<b>0</b>	<b>-91 317</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-91 317	0	-91 317	0
<b>Total</b>	<b>1 708 551 118</b>	<b>13 819 120</b>	<b>829 616 069</b>	<b>843 435 188</b>	<b>878 935 050</b>

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 2021 e estimados para 2022, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. Estes montantes

serão discriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR apresentada no capítulo 4.5.1.

#### **CRÉDITO AOS CONSUMIDORES**

Tendo sido apurada 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.

De forma a operacionalizar a repercussão tarifária da devolução dos créditos aos consumidores, o montante previsto dos créditos aos consumidores foi deduzido ao proveito permitidos dos CUR através da parcela de custos não contemplados no âmbito das metas de eficiência e recuperado pelos consumidores na tarifa da UGS através do diferencial resultante da extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais para os diferentes níveis de tensão.

Os valores dos créditos “apurados após a cessação do contrato de fornecimento de energia elétrica” a incluir em tarifas de 2023<sup>62</sup>, apresentados pelo CUR do Continente ascende a 559 milhares de euros.

#### **CUSTOS COM TARIFA SOCIAL**

O Decreto Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, e pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio criar a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis. Este regime legal previa a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa

---

<sup>62</sup> Este montante corresponde aos valores reais e auditados relativos a 2016 com referência a 31 de dezembro de 2021.

tensão normal, o qual é fixado anualmente através de despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, sendo a ERSE ouvida neste processo.

Entretanto, o Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, revogou o diploma referido no parágrafo anterior, mantendo, contudo, o regime de apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis através da tarifa social nos artigos 196.º e seguintes. A tarifa social continua a ser calculada através de um desconto na tarifa de acesso às redes em BTN determinado por despacho do membro do Governo responsável pela energia, nos termos do artigo 198.º do referido Diploma.

De acordo o Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2022 deve corresponder a um valor que permita 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 pelo ORD em 2023 (122 532 milhares de euros) e os ajustamentos dos montantes descontados em 2021 e 2022 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.

#### **CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL**

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 dos encargos fixos previstos subtraídos dos rendimentos previstos decorrentes da venda de energia em mercado, deduzidos dos custos variáveis de produção previstos. 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 2022 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2023 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. O primeiro ano de repercussão tarifária foi 2018, cujas tarifas incluíram o valor relativo ao 2º semestre de 2017 e ao ano de 2018 calculado a partir do montante total apurado atualizado a 1 de julho de 2017 a uma taxa de 2,04%.

Para 2019 o valor foi calculado utilizando a taxa de 4,72% (de acordo com o estipulado no Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), passando a anuidade do ajustamento final dos CMEC para 18 948 milhares de euros ao invés de 16 452 milhares de euros.

Através de Despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de agosto de 2018, e como resulta do Despacho de 4 de outubro de 2018, foi declarada, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), *“a nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou o aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.”*.

De acordo com a Informação n.º 111/DSPEE/2018 da DGEG havia sido submetida proposta de decisão *“quanto ao aspeto inovatório “Procedimentos para cálculo do coeficiente de disponibilidade verificado” quantificado em 285 milhões de euros, sem prejuízo do prosseguimento das diligências tidas por necessárias para a averiguação dos demais aspetos inovatórios suscetíveis de análise e de tomada de posição para o presente efeito”*.

Assim, tendo os atos homologatórios anualmente praticados entre 2007 e 2014 sido declarados parcialmente nulos pelo órgão administrativo competente, nos termos dos artigos 162.º e 169.º do Código do Procedimento Administrativo (CPA), ficam destruídos os efeitos por aqueles produzidos, no que respeita à remuneração pelos coeficientes de disponibilidade, no valor de 285 milhões de euros. O que representa que os CMEC positivos, anteriormente apurados em revisibilidades anuais, ficam reduzidos quanto ao valor total apurado.

Neste contexto, tendo presente o estabelecido no Despacho de 29 de agosto de 2018, o montante em causa, de 285 milhões de euros, foi devolvido aos consumidores, por via tarifária, através das parcelas de acertos e de alisamento<sup>63</sup>. Este processo ficou concluído em 2022.

---

<sup>63</sup> Nestas parcelas não se incluem os ajustamentos de faturação que pretendem compensar desvios de faturação ocorridos.

Por fim, importa registar que a ERSE não teve conhecimento de que os montantes relativos, quer à revisibilidade anual de 2016, quer à revisibilidade relativa ao 1º 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 Distribuição<sup>64</sup>. 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, procedimento a seguir previsto na legislação aplicável, aqueles montantes não foram transferidos para a EDP Produção.

#### **CUSTO TOTAL COM OS CMEC**

Depois de evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2023:

- 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 desvios de faturação de 2021 e de 2022.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2023 ascende a cerca de 87 053 milhares de euros e é apresentado no quadro seguinte.

---

<sup>64</sup> 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.

**Quadro 4-31 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2023**

Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
	Ano 2023
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-1 504
Parcela de Acerto	
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	1 956
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-99
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	221
<b>Total</b>	<b>87 053</b>

Até 2027, ano em que terminam os pagamentos referentes ao regime dos CMEC, os montantes deverão manter-se em cerca de 86,5 milhões de euros, correspondente à soma da renda do valor inicial (parcela fixa - 67,5 milhões de euros) e da renda do ajustamento final (parcela de acerto – 18,9 milhões de euros).

#### PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO À REDE DE TRANSPORTE

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte é dado pela expressão estabelecida nos artigos 119.º a 124.º do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

Quadro 4-32 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		T2022 (Dez2021)	T2022 (Jun2022)	T2023
<b>A</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>-223 799</b>	<b>-1 211 897</b>	<b>-3 660 837</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	157 769	-54 504	-551 637
(+)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	-699 249	-1 475 209	-3 561 279
	SPRE <sub>1</sub> <sup>1</sup> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-614 854	-1 334 826	-3 466 743
	SPRE <sub>1</sub> <sup>2</sup> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-84 395	-140 383	-94 535
(+)	<b>CMEC</b>	65 799	65 799	87 053
	PF <sub>CMEC</sub> Parcela Fixa dos CMEC	60 987	60 987	66 027
	Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	67 532
	Ajustamentos	-6 545	-6 545	-1 504
	Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro		0	
	PA <sub>CMEC</sub> Parcela de Acerto dos CMEC	3 666	3 666	20 905
	Devolução de valores do passado	-21 871	-21 871	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	6 589	6 589	1 956
	CP <sub>CMEC</sub> Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	0
	PA <sub>CMEC</sub> Componente de alinhamento dos CMEC	1 146	1 146	122
	Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-3 427	-3 427	-99
	Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	4 573	4 573	221
	<b>Custos com a aplicação da tarifa social</b>			
(-)	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	-43 913	-43 913	-8 031
(+)	EST <sub>pol</sub> Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	209 170	209 170	357 553
	C <sub>CVEEZ</sub> <sup>Sust</sup> Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	75 601	75 601	223 241
	EST <sub>1</sub> 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	34 574	34 574	34 811
	EST <sub>1</sub> <sup>REG</sup> 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	98 994	98 994	99 501
(+)	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	-931	-931	-559
	em NT	10	10	-23
	em BTE	-16	-16	-26
	em BT	-926	-926	-510
(+)	Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-270	-135	0
<b>B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>300 583</b>	<b>300 583</b>	<b>320 831</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	293 958	293 958	312 092
(-)	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	-6 625	-6 625	-8 738
<b>C</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 360</b>	<b>1 360</b>	<b>1 102</b>
(+)	Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC	1 309	1 309	1 145
(-)	Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	-52	-52	43
<b>D</b>	<b>A + B + C</b> Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	<b>78 144</b>	<b>-909 953</b>	<b>-3 338 904</b>
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-115 136	-115 540	-122 532

4.4.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 97.º, 100.º e 101.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, 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 2021 e os que resultam da aplicação da fórmula presente no n.º 1 de cada um dos respetivos artigos com os custos efetivamente ocorridos em 2021.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2023, por aplicação da UGS, resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação da UGS recalculados com os valores reais. A esta diferença, é deduzido o desvio da tarifa social.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2023 por aplicação da URT resulta da diferença entre os proveitos faturados pelo operador da rede de distribuição e os proveitos a recuperar pela aplicação da URT recalculados com os valores reais.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2023 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.

As atualizações dos desvios para 2022 são calculadas por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2021, acrescida de 0,5 pontos percentuais e a taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2022, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 4-33 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		2021
<b>A = a + b + c + d + e + f + g - h</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>1 882 313</b>
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	604 766
b = (1) + (2)	<b>Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial</b>	<b>1 367 870</b>
(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	912 688
(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	455 183
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-119 444
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	<b>CMEC</b>	<b>-75 387</b>
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	65 378
(4)	Acerto da parcela fixa de 2012 decorrente da alteração tx juro	-140 765
(6)	Componente de alisamento dos CMEC	0
(7)	Correção de hidraulicidade	0
e	<b>Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade</b>	<b>86 415</b>
	Custos no âmbito da sustentabilidade mercados	-47 410
	Custos ou proveitos alínea a) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	34 597
	Custos ou proveitos alínea b) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	99 227
f	<b>Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição</b>	<b>-1 309</b>
	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição em NT	-43
	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	-47
	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	-1 219
g	Sobreproveito Tarifas transitórias	-2 255
h	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	-21 657
<b>B</b>	<b>Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>1 885 329</b>
<b>C</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD</b>	<b>10 941</b>
<b>D = [B] - [A] - [C]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD</b>	<b>-7 925</b>
<b>E = [[D x (1+i<sub>t-2</sub><sup>D</sup>)] x (1+i<sub>t-1</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em t-2</b>	<b>-8 031</b>
<b>F = I - J</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>263 429</b>
i	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Eléctrica	265 819
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	2 390
<b>G</b>	<b>Proveitos faturados pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>254 806</b>
<b>H = [G] - [F]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD</b>	<b>-8 622</b>
<b>I = [[H x (1+i<sub>t-2</sub><sup>D</sup>)] x (1+i<sub>t-1</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de URT facturados em t-2</b>	<b>-8 738</b>
<b>J = k - l</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 207</b>
k	Proveitos permitidos ao OLMC no âmbito da atividade OLMC	1 243
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	36
<b>K</b>	<b>Proveitos faturados pela EDP Distribuição por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 249</b>
<b>L = [K] - [J]</b>	<b>Desvio de proveitos por aplicação da TOLMC pelo ORD</b>	<b>42</b>
<b>M = [[L x (1+i<sub>t-2</sub><sup>D</sup>)] x (1+i<sub>t-1</sub><sup>D</sup>)]</b>	<b>Ajustamento em 2020, dos proveitos da tarifa de OLMC facturados em 2018</b>	<b>43</b>
i <sub>t-2</sub> <sup>D</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,009%
i <sub>t-1</sub> <sup>D</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%

## AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 6 do artigo 98.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento aos proveitos do operador da rede distribuição em Portugal Continental, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2021 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2021.

Este montante é atualizado para 2023 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2021 acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2022, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais.

Deste modo, o valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 2 846 mil euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

**Quadro 4-34 - Ajustamento da Tarifa Social de 2021**

		Unidade: 10³ EUR
		2021
<b>A</b>	Montante transferido pelo ORD do valor previsto da tarifa social em t-2	119 444
<b>B</b>	Desconto concedido pelo ORD no ano t-2	108 503
<b>C = A - B</b>	Desvio em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	10 941
<b>D</b>	Ajustamento estimado em t-1 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	8 134
$i_{t-2}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	0,009%
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	1,335%
$[(C * (1+i_{t-2})) * (1+i_{t-1}) - D * (1+i_{t-1})]$	<b>Ajustamento em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2</b>	<b>2 846</b>

De acordo com o n.º 5 do artigo 98.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos do operador da rede de distribuição em Portugal continental no ano 2022 por aplicação da tarifa social, no âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, é de 7,409 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

### Quadro 4-35 - Ajustamento da Tarifa Social de 2022

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR
		2022
<b>A</b>	Montante estimado a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2022 (Dez2021)	115 136
<b>A'</b>	Montante estimado a transferir pelo ORT referente ao custo da tarifa social em Tarifas 2022 (Jun2022)	115 540
<b>B</b>	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano t-1	108 027
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	1,335%
$[(A+A')/2 - B] * (1+i_{t-1})$	<b>Ajustamento em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-1</b>	<b>7 409</b>

## 4.4.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 4.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de distribuição de energia elétrica (DEE) foi, desde o início da regulação, uma atividade regulada por *price-cap*, cuja evolução dos proveitos está indexada à taxa de inflação adicionada dos ganhos de eficiência previstos para o período de regulação. No entanto, houve a necessidade de garantir a diminuição dos custos de exploração (OPEX)<sup>65</sup>, sem prejudicar o necessário investimento, pelo que a partir do período de regulação 2012-2014 a metodologia do tipo *price cap* passou a ser aplicada apenas ao OPEX, sendo os custos com capital<sup>66</sup> (CAPEX) analisados separadamente. No período de regulação 2018-2021, foi introduzida uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na BT, mantendo-se a metodologia em vigor no anterior período de regulação na AT/MT.

No período de regulação que se iniciou em 2022, a principal alteração introduzida consistiu na aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de DEE em AT/MT<sup>67</sup>, que se aplica também em BT. Esta metodologia é complementada com o aprofundamento do princípio de partilha de ganhos e perdas entre empresa e consumidores, 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

<sup>65</sup> De uma forma simplista, corresponde aos gastos operacionais deduzido das amortizações.

<sup>66</sup> Corresponde á remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

<sup>67</sup> 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>.

também o tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rubricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de DEE em 2023.

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

i) atividade de DEE em AT/MT

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

ii) 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 uma devolução de 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 2021 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.

Além disso, existem incentivos à melhoria do desempenho: (i) incentivo à redução do nível de perdas na rede de distribuição e (ii) incentivo à melhoria da qualidade de serviço, os quais são aceites *a posteriori*, sendo refletidos, via ajustamento, nas tarifas com um diferimento de dois anos, igualmente apresentados no documento de parâmetros acima referido.

Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto<sup>68</sup>, a atividade de distribuição de energia elétrica em BT passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Até ao final de 2021, a E-REDES integrou 1 685 054 instalações em BT nas redes inteligentes (1 003 809 em 2020 e 681 245 em 2021), pelo que a rubrica de “outros custos não sujeitos a metas de eficiência” do Quadro 4-39, para o ano de 2021 real, inclui o montante corresponde do incentivo ISI, de 8 608 milhares de euros, de acordo com os parâmetros aplicáveis.

#### **DECISÕES JUDICIAIS RELATIVAS AOS PROVEITOS COM ALUGUER DE APOIOS A EMPRESAS DE TELECOMUNICAÇÕES**

Encontra-se ainda pendente em vários processos a tomada de decisão final, a proferir por tribunal, quanto à eventual entrega, e em que termos, pela E-REDES aos municípios das receitas obtidas dos operadores de telecomunicações pela utilização de apoios em BT. Assim, a decisão arbitral que condenou a E-REDES à entrega aos municípios de Santo Tirso e Vila Nova de Gaia de 50% das receitas obtidas pela utilização de apoios BT não encerra, de modo algum, o universo de aplicação desta questão.

Por ora, a E-REDES foi condenada a pagar cerca de 639 mil euros às referidas Câmaras Municipais, que incluem apenas 89.731 euros, correspondentes a 75% das receitas devolvidas à tarifa, por efeito da regra de repartição que vigorou entre 2015 e 2017. No período anterior, a E-REDES beneficiou integralmente dos valores pagos pelos operadores de telecomunicações.

De acordo com os princípios gerais que devem nortear a atividade administrativa, bem como dos princípios de atuação tarifária, não sendo ainda possível abordar esta questão de forma geral e definitiva (desde logo

---

<sup>68</sup> <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-dos-servicos-das-redes-inteligentes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>

dada a exiguidade do número de decisões judiciais, que não permite formar um entendimento geral sobre o tema) não estão assim reunidas as condições para a tomada de decisão.

Por outro lado, a tomada de uma posição pela ERSE quanto à repercussão tarifária do pagamento a municípios de receitas de utilização de apoios BT aos operadores de telecomunicações poderia influir quer no interesse em agir das partes, quer nas decisões a tomar.

Há ainda que assinalar que cabe à ANACOM, nos termos dos números 4 e 5 do artigo 19.º do Decreto-Lei n.º 123/2009, 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). Na ausência de tal regulamento, tem sido a E-REDES a definir os montantes a pagar pelos operadores de telecomunicações. Neste âmbito, a ERSE reitera que aguarda da ANACOM proposta de metodologia a utilizar para a fixação do valor da remuneração como contrapartida pelo acesso e utilização das infraestruturas aptas que evite subsidias cruzadas intersectoriais.

#### **VALORES PREVISTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA**

- Custos com rendas de concessão

Estes custos, à semelhança dos restantes custos de interesse económico geral, passaram a ser aceite em base anual e ajustado de acordo com os valores reais.

Para 2023 as rendas de concessão, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, estimam-se em 276,1 milhões de euros.

- Planos de reestruturação de efetivos

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia<sup>69</sup>, já considerada em tarifas 2009, a qual consiste no cálculo do valor por recuperar tendo em conta os custos totais do programa apresentados nos relatórios de execução anual, deduzidos dos custos recuperados nas tarifas (ajustamento sem juros). O montante apurado é dividido pelo número de anos que falta amortizar.

---

<sup>69</sup> Metodologia discutida com a E-REDES, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2023 foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2021.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efetivos aceites para 2023 e indica, para cada plano, as anuidades que faltam vencer. Os montantes associados a estes planos correspondem à amortização dos custos que lhe estão associados, cujo valor máximo foi definido aquando da sua constituição como ativo regulatório.

**Quadro 4-36 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR**

Unidade: 10<sup>7</sup> EUR

	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 s/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 s/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Tarifas 2021	Tarifas 2022	Valores por recuperar	Anuidades	Renda Anual T 2023
Plano 2003	22 253	7 358	7 173	7 362	7 369	7 383	7 310	7 297	7 247	7 224	7 541	7 659	7 587	7 639	7 639	7 639	7 639	7 639	0	0	
Plano 2004	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	14 425	14 409	14 363	14 904	14 994	15 169	15 132	15 132	15 132	15 132	15 132	15 132	1	15 132
Plano 2005	2 651	2 035	1 354	1 975	2 016	2 023	2 002	2 025	2 065	2 038	2 026	1 992	2 027	2 022	2 022	2 022	2 022	2 022	4 043	2	2 022
<b>Total a acrescentar aos proveitos permitidos</b>	<b>37 705</b>	<b>24 092</b>	<b>39 892</b>	<b>23 876</b>	<b>23 935</b>	<b>23 989</b>	<b>23 779</b>	<b>23 747</b>	<b>23 721</b>	<b>23 625</b>	<b>24 471</b>	<b>24 646</b>	<b>24 783</b>	<b>24 792</b>	<b>19 175</b>		<b>17 154</b>				

O Quadro 4-37 apresenta os montantes associados a outros planos de efetivos, nomeadamente o Programa de Racionalização de Recursos Humanos (PRRH) e o Plano de Ajustamento de Efetivos (PAE), que totalizam 3,633 milhões de euros em 2023. Note-se que já não existem custos associados ao Plano PRRH.

**Quadro 4-37 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos**

Unidade: 10<sup>3</sup> 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	T2022	T2023
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 997	1 091	91	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	6 336	3 633
<b>Total</b>	<b>58 735</b>	<b>51 510</b>	<b>44 482</b>	<b>37 633</b>	<b>33 432</b>	<b>29 712</b>	<b>24 552</b>	<b>20 092</b>	<b>16 255</b>	<b>13 167</b>	<b>10 384</b>	<b>7 635</b>	<b>6 336</b>	<b>3 633</b>

\* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações<sup>70</sup> no total de 1,397 milhões de euros.

<sup>70</sup> 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).

Registe-se que num estudo contratado pela ERSE a uma entidade independente conclui-se 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 à data 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 2023 o valor a considerar é de 39,916 milhões de euros, apurado de acordo com a informação constante no documento da E-REDES “Relatório de recuperação dos ajustamentos de transição de POC para IFRS e aplicação da IFRIC 12”, de novembro de 2011, referente às perdas atuariais acumuladas até ao último ano de aplicação do POC.

- Outros custos não sujeitos a metas de eficiência

Nesta rubrica inclui-se, para a atividade de DEE em BT, a devolução dos proveitos suplementares estimados obter em 2023 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, no montante de 10,231 milhões de euros. Esta decisão encontra-se detalhada no capítulo 5 do documento «Parâmetros de regulação para o período 2022-2025».

#### **PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

O montante de proveitos permitidos à entidade titular de licença vinculada de distribuição na atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 125.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 1 do artigo 126.º (para o nível de tensão de BT) do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-38 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT e em BT

		Unidade: 10 <sup>6</sup> EUR	
		Tarifas 2022	Tarifas 2023
$a=[1+(2*3)*1000+(4*5)*1000+(6*7)*1000+((8*(9)+(10)*(11))/1000)]$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	368 584	377 771
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	102 273	103 023
2	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	1 447,62993	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 (%)	4,70%	5,01%
4	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	137,06385	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)	1,00000	0,99272
6	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€Milhões/Taxa remuneração)	248,53317	250,35578
7	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	4,70%	5,05%
8	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MVA)	3 381,15615	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)	7 126	7 719
10	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	301,48195	303,69286
11	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	84 355	84 653
b	Ajustamento t-1 CAPEX do período de regulação 2018-2021	-5 712	
c	Ganhos e perdas atuariais	10 086	10 777
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	10 626	7 225
e	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	0	0
f	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-10 207	-3 745
<b>A = a - b + c + d + e - f</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT</b>	<b>405 214</b>	<b>399 519</b>
$g=[12+(13*14)*1000+(15*16)*1000+(17*18)*1000+(19*20)/1000]$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2022-2025	338 224	344 831
12	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	125 312	126 231
13	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))	966,35700	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 (%)	4,70%	5,01%
15	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)	92,64498	93,32439
16	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)	1,00000	0,99272
17	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	272,64942	274,64888
18	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pós 2022 (%)	4,70%	5,05%
19	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	9,76917	9,84081
20	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes	6 349 937	6 435 574
h	Ganhos e perdas atuariais	27 270	29 138
i	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	21 936	14 910
j	Custos com rendas de concessão	262 559	276 051
k	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-9 819	-10 231
l	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	3 751	6 555
<b>B = g + h + i + j + k - l</b>	<b>Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT</b>	<b>636 419</b>	<b>648 144</b>
<b>C = A + B</b>	<b>Total de Proveitos Permitidos</b>	<b>1 041 633</b>	<b>1 047 663</b>

Observa-se, no Quadro 4-38, um aumento dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 0,6% entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2023. Esta variação nos proveitos permitidos da atividade de DEE resulta de efeitos em sentido contrário: a redução dos proveitos permitidos da atividade de DEE em AT/MT com o aumento, em maior grau, dos proveitos permitidos da atividade de DEE em BT.

O aumento de proveitos permitidos em BT deve-se, sobretudo: i) à subida da taxa de remuneração, ii) aos custos das rendas de concessão e iii) aos ganhos e perdas atuariais; que superam: iv) a redução dos custos associados aos planos de reestruturação de efetivos, v) a devolução dos proveitos suplementares obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações e vi) o efeito do ajustamento de 2021, a devolver pela empresa.

A redução de proveitos da atividade de DEE em AT/MT resulta sobretudo da diminuição dos custos associados aos planos de reestruturação de efetivos e do montante do ajustamento de 2021, a devolver à empresa, em montante superior ao incremento dos custos resultantes da subida da taxa de remuneração.

#### 4.4.2.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTOS DE 2021**

De acordo com o n.º 5 do artigo 102.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 4 do artigo 103.º (para o nível de tensão de BT) do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2021 e os que resultam da aplicação das fórmulas definidas no n.º 5 do artigo 102.º e no n.º 4 do artigo 103.º aos valores realmente verificados em 2021, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O quadro seguinte compara os valores verificados em 2021 com os previstos no cálculo das tarifas de 2021. O desvio a repercutir nas tarifas de 2023 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2021, de 1 020 milhões de euros (linhas B e J), e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1 027 milhões de euros (linhas A e I), com os incentivos (-3,559 milhões de euros, linhas D, E e L), descontando-se ainda o acerto do CAPEX em AT/MT (linha G). Esta diferença é atualizada para 2023 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2021, acrescida de 0,50 pontos percentuais e da taxa de juro EURIBOR a 12 meses média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2021, acrescida de 0,50 pontos percentuais.

Quadro 4-39 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2021	Tarifas 2021
$a = [(1)+((2)x(3))+((4)x(5)/1000)]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	110 188	111 076
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	22 143	22 143
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	0,97991	0,97991
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	44 196	45 112
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	532,66444	532,66444
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 987	83 970
$b = (6) + [(7)*(8)] - (9)$	Custo com capital	231 464	220 339
(6)	Amortizações dos ativos fixos	161 916	149 683
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 686 157	1 677 623
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,76%	4,85%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	10 640	10 640
c	Ganhos e perdas atuariais	9 246	9 246
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efetivos	11 022	11 516
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
f	Incentivo ao investimento em redes inteligentes	0	0
g	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-10 713	-16 612
h	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	1 027	1 027
<b>A = a + b + c + d + e + f + g - h</b>	<b>Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT</b>	<b>350 180</b>	<b>334 539</b>
<b>B</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	340 212	
<b>C = B - A</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	-9 967	
<b>D</b>	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	3 261	
<b>E</b>	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-3 822	
<b>F = C - D - E</b>	<b>Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica no ano t em AT/MT</b>	<b>-9 407</b>	
<b>G</b>	Acerto do capex	-5 788	
<b>H = [(F x (1+i<sub>t-2</sub><sup>D</sup>)] x (1+i<sub>t-1</sub><sup>D</sup>) - G</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em AT/MT</b>	<b>-3 745</b>	
$i = \frac{[(10)*1000*(11)+((12)*(13)+(14)*(15)+(16)*(17))/1000]}{1000}$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	371 624	370 567
(10)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	1 155,549440	1 155,54944
(11)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Taxa de remuneração (%)	5,01%	5,10%
(12)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/MVA)	2 182,34122	2 182,34122
(13)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada	21 108	20 918
(14)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Km)	312,60706	312,60706
(15)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede	146 689	145 497
(16)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Cliente)	35,15674	35,15674
(17)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 310 592	6 273 281
j	Ganhos e perdas atuariais	24 999	24 999
k	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	22 803	24 288
l	Custos com rendas de concessão	260 306	258 248
m	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
n	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
o	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	3 153	-26
p	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	6 515	6 515
<b>I = i + j + k + l + m + n + o - p</b>	<b>Proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>	<b>676 370</b>	<b>671 561</b>
<b>J</b>	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD)	679 839	
<b>K = J - I</b>	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	3 469	
<b>L</b>	Incentivo à redução de perdas, em BT	-2 999	
<b>M = K - L</b>	<b>Desvio dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t em BT</b>	<b>6 468</b>	
<b>N</b>	Acertos de anos anteriores	0	
<b>O = [M + N x (1+i<sub>t-2</sub><sup>D</sup>)] x (1+i<sub>t-1</sub><sup>D</sup>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em BT</b>	<b>6 555</b>	
<b>P = H + O</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2</b>	<b>2 810</b>	
$i_{t-2}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	0,009%	
$i_{t-1}^D$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	1,335%	

Nota: <sup>(1)</sup> Inclui a devolução de compensações não pagas a clientes, de acordo com o artigo 99.º do RQS (94,7 milhares de euros em BT), e faturação de consumo ilícito de energia no valor de 9,6 milhões de euros.

Observa-se que os valores dos ajustamentos desta atividade decorrem, principalmente, do incremento da faturação combinada com um incremento do CAPEX em AT/MT e um incremento do TOTEX em BT.

Estando em 2021 a atividade de Distribuição de Energia Elétrica a ser regulada, em AT/MT, por custos aceites no CAPEX e *price-cap* no OPEX, e por *price-cap* no TOTEX em BT, os proveitos a proporcionar nesta atividade nesse ano dependem dos seguintes fatores:

- evolução dos ativos em AT/MT a remunerar;
- evolução da taxa de remuneração dos ativos;
- evolução dos *drivers* de custo do OPEX em AT/MT, aplicáveis em 2021 (energia elétrica entregue pelas redes de distribuição, extensão da rede de distribuição em AT/MT);
- evolução dos *drivers* de custo do TOTEX em BT, aplicáveis em 2021 (condições de financiamento, potência instalada, extensão da rede de distribuição em BT, número de clientes);
- nível de perdas nas redes de distribuição;
- nível da qualidade de serviço;
- número de instalações integradas nas redes inteligentes;
- outros custos aceites.

Seguidamente, é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2021.

#### Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar em AT/MT

O Quadro 4-40 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE em AT/MT, comparando os valores previstos em tarifas de 2021 com os valores ocorridos. Como se pode observar, no cômputo total, as diferenças não são muito significativas.

Uma vez que no período de regulação 2018-2021 se passou a aplicar uma metodologia de *price cap* aos custos totais (TOTEX) na BT, este quadro passou a contemplar apenas a atividade de AT/MT, para a qual se manteve a remuneração do CAPEX com base numa metodologia de custos aceites.

Quadro 4-40 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2021 (1)	Tarifas 2021 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	6 463 838	6 511 298	
Investimento Directo	9 236	15 076	
Transferências para Exploração	145 298	160 155	
Reclassificações, alienações e abates	-41 740	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>6 576 632</b>	<b>6 686 529</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	4 295 414	4 334 146	
Amortizações do Exercício	195 787	185 682	
Regularizações	-41 775	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>4 449 425</b>	<b>4 519 828</b>	<b>-1,6%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	464 765	494 287	
Comparticipações do ano	27 656	36 030	
Amortização do ano	33 871	35 999	
Regularizações	1	0	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>458 551</b>	<b>494 318</b>	<b>-7,2%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2020 (7) = (1) - (3) - (5)	1 703 659	1 682 864	1,2%
Valor de 2021 (8) = (2) - (4) - (6)	1 668 656	1 672 382	-0,2%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>1 686 157</b>	<b>1 677 623</b>	<b>0,5%</b>

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas de 2021 foi de 4,85% para a atividade de DEE. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,76%.

Evolução dos indutores de custos no OPEX e no TOTEX

De acordo com a aplicação da fórmula de *price-cap*, o nível de OPEX em AT/MT aceite para 2021 é inferior ao valor calculado para tarifas 2021. Esta situação é justificada pela evolução do indutor de custo de energia

distribuída, conforme se observa no quadro seguinte, que registou uma queda em 2021, à semelhança do ocorrido em 2020, em virtude dos efeitos da pandemia COVID-19.

Relativamente ao TOTEX em BT, o valor aceite para 2021 é ligeiramente superior ao valor calculado para tarifas 2021. Esta situação é justificada, sobretudo, pela evolução dos indutores físicos (potência instalada, extensão da rede e número de clientes) dado ter ocorrido uma diminuição do indutor de condições de financiamento, conforme se observa no quadro seguinte.

**Quadro 4-41- Evolução dos indutores de custos no OPEX em AT/MT e no TOTEX em BT**

	2021	Tarifas 2021	Desvio [(T-2) - (Tarifas T-2)]	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	44 196	45 112	-916	-2,0%
Extensão da rede (km)	83 987	83 970	17	0,0%
Redes de BT				
Condições de financiamento (%)	5,01%	5,10%	-0,09%	-1,8%
Potência instalada (MVA)	21 108	20 918	190	0,9%
Extensão da rede (km)	146 689	145 497	1 192	0,8%
Clientes (número)	6 310 592	6 273 281	37 311	0,6%

Registe-se que a componente variável, ou seja, a componente do OPEX em AT/MT e do TOTEX em BT que varia consoante o desenvolvimento da atividade da empresa, apresentou em 2021 um peso de cerca de 47% no total dos proveitos aceites pela ERSE (AT/MT e BT).

#### Outros custos não sujeitos a metas de eficiência

Na rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência em BT, além da devolução dos 26 milhares de euros relativos a não conformidades detetadas na auditoria aos ativos em BT de 2017<sup>71</sup>, corrigiu-se o valor da componente relativa aos ganhos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações para incorporar um montante a abater de cerca de 5,9 milhões de euros, referente à diferença entre os

<sup>71</sup> Detalhe apresentado no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

ganhos reais obtidos em 2021 com esta atividade e os valores considerados na base de custos definida para o período de regulação 2018-2021, de modo a permitir a devolução integral aos clientes do SEN dos ganhos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações<sup>72</sup>.

Como referido anteriormente, esta rúbrica inclui igualmente a atribuição à empresa do incentivo ISI, no montante de 8 608 milhares de euros, correspondente à integração de 681 245 instalações em BT nas redes inteligentes durante o ano de 2021, acrescendo às 1 003 809 instalações integradas em 2020 de acordo com o mecanismo estipulado no Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto.

Consideram-se também nesta rúbrica os custos do GIG faturados ao operador da rede de distribuição em 2021, no montante de 1 081 milhares de euros repartidos por BT e AT/MT. De modo a garantir a neutralidade tarifária desta decisão e que os proveitos permitidos das atividades de rede reflitam efetivamente os seus custos, os montantes faturados pelo GIG não foram considerados na definição das bases de custos para o novo período de regulação, como detalhado no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025».

Em AT/MT, esta rúbrica inclui ainda o montante de 11 281 225 euros relativos a devolução de mais-valias obtidas com a alienação de imóveis. Na decisão de tarifas e preços de eletricidade para 2020, a ERSE decidiu a devolução à tarifa do valor de 16 611 857 euros correspondente a metade das mais valias líquidas realizadas pela E-REDES (então denominada EDP Distribuição) com a venda de imóveis de imóveis que haviam sido remunerados pelas tarifas (33 223 714 euros). Subsequentemente, os Despachos de 17/12/2019 do Ministro do Ambiente e da Ação Climática e do Secretário de Estado Adjunto e da Energia vieram a conduzir à reversão integral para as tarifas de energia elétrica das mais valias imobiliárias realizadas pela E-REDES. Assim, nos proveitos permitidos estimados no processo de tarifas e preços de eletricidade para 2021 foi incluído a devolução dos restantes 50% de mais-valias líquidas. Em litígio contra o Estado Português, pondo em causa os Despachos de 17/12/2019, a E-REDES pugnou pela sua anulação ou declaração de nulidade ou, em qualquer caso, que a título definitivo não devia ser entregue às tarifas mais do que 50% das mais valias geradas, e que não fosse dada execução ou seguimento a tais despachos. Por decisão arbitral de 25/03/2021, tomada no processo 9/2020/INS/AP, foi decidido que a reversão para a tarifa deve ser feita no montante total das amortizações suportadas pelas tarifas, i.e., no valor de 27 893 082 euros. O que representa um decaimento de 5 330 632 euros relativamente aos montantes

---

<sup>72</sup> Esta devolução já estava prevista no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico”, de dezembro de 2018.

considerados em tarifas e preços de eletricidade para 2020 e de 2021. Este último valor foi deduzido ao montante ao valor de 16 611 857 considerado em tarifas de 2021 para apuramento do ajustamento final deste ano no presente exercício tarifário.

#### **MECANISMO DE INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE**

No ano de 2021 não foi recebida qualquer informação do operador da rede de distribuição com vista à demonstração dos benefícios que foram previstos na fase de candidatura. Desta forma, os proveitos permitidos e os ajustamentos da atividade de DEE não incluíram qualquer montante correspondente ao incentivo ao investimento em redes inteligentes do projeto OCR3.

No novo período de regulação 2022-2025 deixa de se aplicar este mecanismo, cuja extinção se detalha no documento justificativo da Consulta Pública n.º 101<sup>73</sup>.

#### **MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

O Regulamento Tarifário estabelece um mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição que visa influenciar as decisões de investimento do operador da RND relativamente a projetos que permitam alcançar reduções extraordinárias de perdas, ou seja, outros projetos de investimento adicionais aos previstos pela empresa para fazer face à evolução normal dos consumos.

Assim, este mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

##### **a) Aplicação do mecanismo durante o período regulatório 2018-2020 e 2021**

Na análise das tarifas e preços que vigoraram em 2021 foi considerado o quadro regulatório definido para o período 2018-2020 e prolongado para 2021 na sequência da crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19, na sequência da aprovação do Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio. Assim, os parâmetros regulatórios aprovados na Diretiva n.º 2/2018, de 4 de janeiro, para o período de regulação 2018 -2020 foram excecionalmente aplicados até 31 de dezembro de 2021.

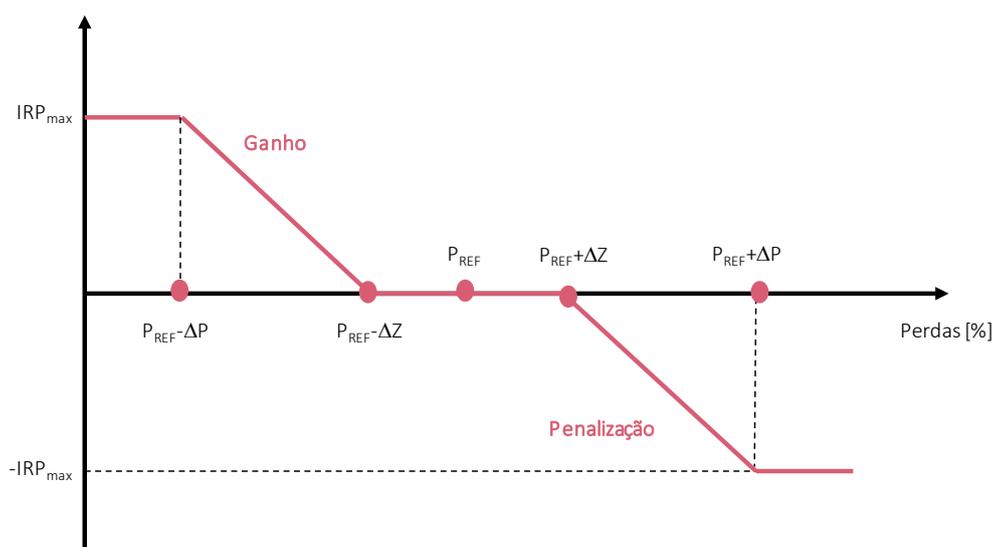
---

<sup>73</sup> <https://www.erse.pt/media/mhunxjde/documento-justificativo.pdf>.

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2018-2020 e 2021 baseia-se numa aplicação simétrica em função da diferença entre o valor real de perdas e o valor das perdas de referência, descontado de uma banda morta. O mecanismo prevê ainda um limite superior e inferior para as perdas, conforme ilustrado na Figura 4-10, tendo em consideração os seguintes parâmetros:

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

Figura 4-10 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



#### Parâmetros do incentivo no período regulatório 2018-2020 e 2021

Na sequência da revisão regulamentar ocorrida em 2017, a ERSE decidiu adotar para o período regulatório 2018-2020 os parâmetros que vigoraram no último ano do período regulatório 2015-2017, ou seja:

- Manter inalterado para o período regulatório 2018-2020, face ao período regulatório anterior, o valor das perdas de referência, fixado em 7,80%.

- Estabelecer, para o período regulatório 2018-2020, que o parâmetro de valorização unitária das perdas,  $V_p$ , será calculado anualmente, correspondendo a um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário do ano em questão, de acordo com o proposto pelo operador da RND.
- Manter o carácter simétrico da banda morta e adotar, durante o período regulatório 2018-2020, o valor de 1,2% para  $\Delta Z$ .
- Manter o carácter simétrico da banda ( $\Delta P$ ) e fixar o valor de  $\Delta P$  em 3,0% acima do valor anual estabelecido para a banda morta ( $\Delta P = \Delta Z + 3,0\%$ ).

O Quadro 4-42 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 e 2021.

**Quadro 4-42 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020 e 2021**

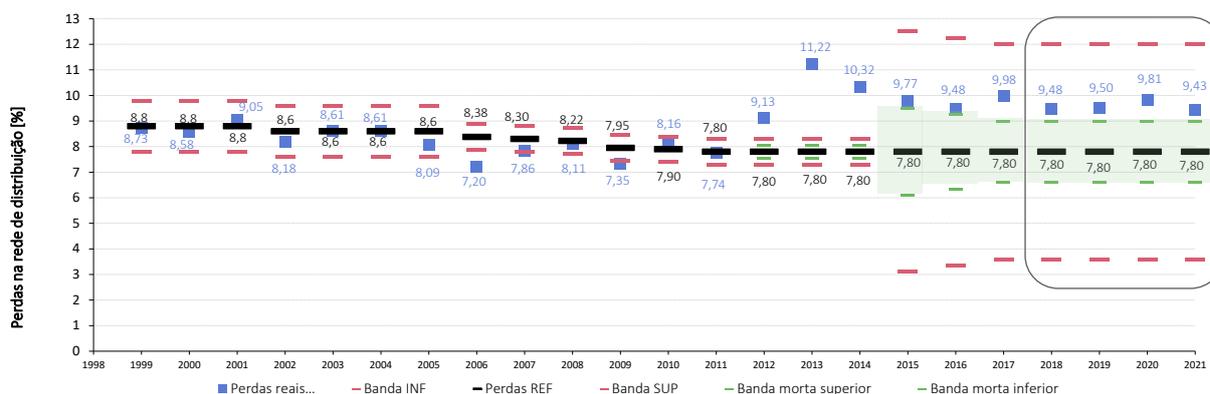
	Período regulatório 2018-2020 e 2021
Valor das perdas de referência (%)	7,80
Valor de $\Delta Z$ (%)	1,20
Valor de $\Delta P$ (%)	4,20

Fonte: ERSE

#### Evolução das perdas nas redes de distribuição

Para efeitos do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição, o cálculo das perdas tem como referencial a energia saída das redes de distribuição, excluindo, portanto, os consumos em MAT. A Figura 4-11 apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2021, no seu referencial de saída.

Figura 4-11 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída



### Evolução da valorização das perdas

O Quadro 4-43 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2021, face aos valores de referência, bem como os valores a pagar pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas (Vp), fixado pela ERSE.

Quadro 4-43 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020 e 2021

		2018	2019	2020	2021
Valor real das perdas	(%)	9,48	9,50	9,81	9,43
Valor limite superior do incentivo	(%)	12,00	12,00	12,00	12,00
Valor limite sup. da banda morta	(%)	9,00	9,00	9,00	9,00
Valor das perdas de referência	(%)	7,80	7,80	7,80	7,80
Diferença de perdas	p.p.	0,48	0,50	0,81	0,43
Valorização das perdas Vp	(EUR/MWh)	19,15	15,96	11,33	37,34
Energia fornecida	(TWh)	43,752	43,345	41,692	42,482
Valor a pagar pela empresa	(10 <sup>6</sup> EUR)	4,022	3,458	3,826	6,821

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2021, foi utilizado um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário (112,01 EUR/MWh), que resultou no valor de 37,34 EUR/MWh. Esta valorização aplicada à diferença entre o valor real das perdas verificadas e o valor das perdas de referência, descontada da banda morta, resulta, se positiva, numa penalização para o operador das redes de distribuição.

A diferença entre as perdas reais (9,43%) e o valor superior da banda morta (9,00%) foi de 0,43pp. Assim, o valor da penalidade é 6,821 milhões de euros.

A figura seguinte apresenta a evolução dos montantes resultantes da aplicação do mecanismo de incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição desde 2020, sendo de realçar que desde 2012 houve lugar a uma penalização pelo facto do valor das perdas reais ocorridas ser superior ao valor limite da banda morta.

**Figura 4-12 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição**



Como resultado da atuação do “Centro de Supervisão InovGrid da E-REDES” entrado em exploração em 2017, no âmbito das ações de combate à apropriação indevida de energia, o balanço de energia elétrica passou a considerar a recuperação de energia associada à apropriação indevida, e cuja faturação é devolvida ao sistema através dos ajustamentos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica<sup>74</sup>, traduzindo-se em 9,630 milhões de euros devolvidos em 2021.

O quadro seguinte mostra a desagregação do montante devolvido em 2021 pelos diversos anos envolvidos.

<sup>74</sup> Quadro 4-39 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.

Quadro 4-44 – Desagregação do montante recuperado no âmbito do combate à apropriação ilícita de energia

Data Fim Cálculo	Montantes facturados 2021	Energia Activa [GWh]			
		Total	2021	2020	2019
2021	2 664 237 €	17,1	3,6	6,7	4,6
2020	5 258 872 €	47,2	0,0	5,5	14,8
2019	483 744 €	3,0	0,0	0,0	0,7
2018	478 498 €	3,2	0,0	0,0	0,0
2017	266 218 €	2,5	0,0	0,0	0,0
2016	303 356 €	2,3	0,0	0,0	0,0
2015	139 155 €	1,7	0,0	0,0	0,0
2014	35 433 €	0,3	0,0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>9 629 511 €</b>	<b>77,3</b>	<b>3,6</b>	<b>12,2</b>	<b>20,1</b>

Por sua vez, o balanço de energia elétrica de 2021 integra a recuperação de 39,3 GWh de energia associada a apropriação indevida de energia, resultado da ação do referido centro.

#### MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O artigo 131.º do Regulamento Tarifário em vigor prevê o mecanismo de incentivo à melhoria de continuidade de serviço que tem como duplo objetivo promover a continuidade global de fornecimento de energia elétrica e incentivar a melhoria do nível de continuidade de serviço dos clientes pior servidos. O primeiro objetivo é prosseguido através da designada “Componente 1”, enquanto o segundo objetivo é atingido por intermédio da designada “Componente 2”. [Artigo 22.º do Regulamento da Qualidade de Serviço (RQS) dos setores elétrico e do gás]

##### Componente 1

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em média tensão (MT) depende do valor da energia não distribuída (*END*). 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 verificada no ano *t-2*).

O valor da energia não distribuída é calculado através da seguinte fórmula:

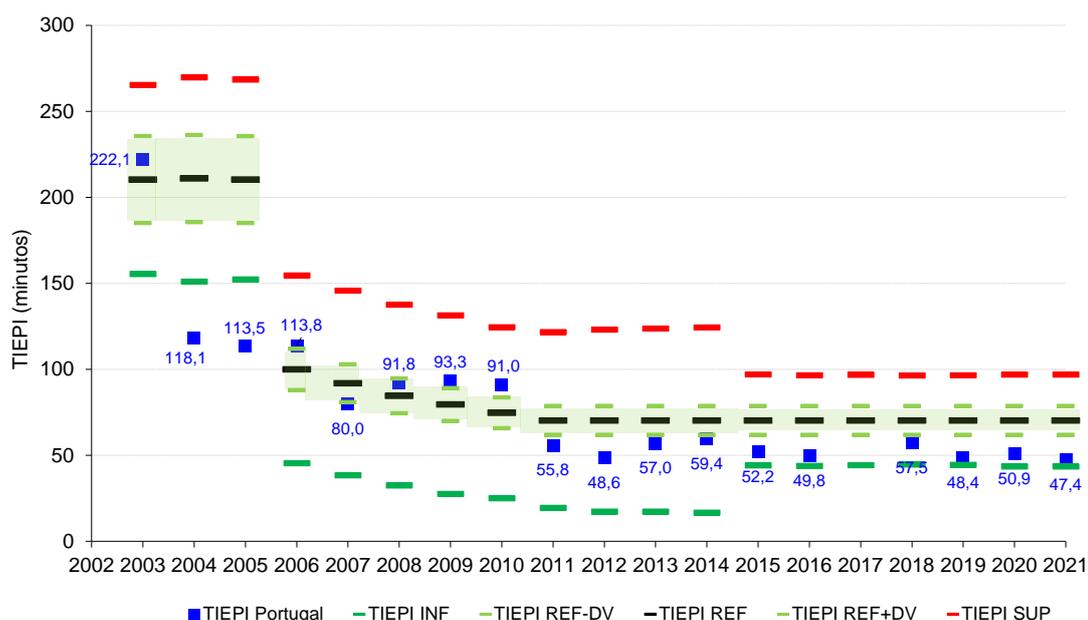
$$END=ED \times TIEPI/T$$

O indicador geral de continuidade de serviço Tempo de Interrupção Equivalente da Potência Instalada (*TIEPI*) é determinado de acordo com o estabelecido no RQS, sendo consideradas as interrupções acidentais com duração superior a 3 minutos, excluindo as interrupções com origem noutras redes e as classificadas pela ERSE como Eventos Excecionais.

A Energia Distribuída (*ED*) é calculada de acordo com a metodologia estabelecida no documento da ERSE "Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2003" com a respetiva adaptação atendendo à organização atual do setor. *T* corresponde ao número de horas do ano em causa.

A Figura 4-13 apresenta a evolução do indicador TIEPI e o seu enquadramento nos limites definidos pelo incentivo à melhoria da continuidade de serviço (até ao ano de 2014 composto apenas pela Componente 1) quando transpostos para este indicador, que pode ser encarado como uma imagem da END.

Figura 4-13 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço



Os valores dos parâmetros da Componente 1 do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2021, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2021, através da Diretiva n.º 1/2021 de 8 de janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-45.

Quadro 4-45- Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2021

$END_{REF}$	$0,000134 \times ED$
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$
VEND	3,0 EUR / kWh
$ RQS1_{max}  =  RQS1_{min} $	4 000 000 EUR

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2021 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 4-46 apresenta o modo de determinação da  $END$  em 2021, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a  $ED$  e do valor de  $TIEPI$  obtido em 2021 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 4-46 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2021

Valores de energia activa 2021	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$ : entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 405 062,87	22 681 207,41	13 225 060,02	6 440 449,78	48 751 780,09
$W_{CMAT MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	4 068,76	17 895,61	18 231,98	9 569,26	49 765,61
$W_{CMAT ML}$ : vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	155 101,16	929 974,29	734 089,58	413 339,98	2 232 505,01
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} + W_{CMAT MR}$ (MWh)	6 245 892,96	21 733 337,51	12 472 738,47	6 017 540,54	46 469 509,47
$g_{AT}$	0,0162	0,0146	0,0121	0,0101	
$1+g_{AT}$	1,0162	1,0146	1,0121	1,0101	
$(1+g_{AT})^{-1}$	0,9841	0,9856	0,9880	0,9900	
$W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 146 322,53	21 420 596,79	12 323 622,63	5 957 371,09	45 847 913,05
$W_{CAT MR}$ : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	16,48	33,61	45,16	38,09	133,34
$W_{CAT ML}$ : vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	831 460,75	2 928 719,45	1 935 571,58	1 095 808,72	6 791 560,50
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	831 477,22	2 928 753,07	1 935 616,74	1 095 846,81	6 791 693,84
$[W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 314 845,31	18 491 843,73	10 388 005,90	4 861 524,29	39 056 219,22
$ED = [(W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}) - (W_{CAT})]$ (MWh)					39 056 219,22
$TIEPI$ (min)					47,35
$TIEPI$ (h)					0,79
$T$ (h)					8 760,00
$END = ED * TIEPI / T$ (MWh)					3 518,36

Com base no valor de  $ED$  em 2021 obtêm-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-47.

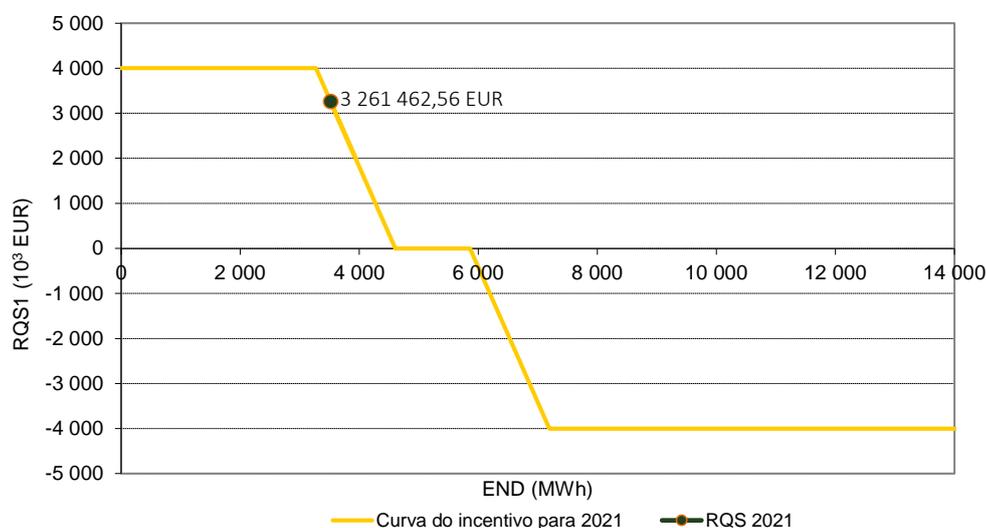
Quadro 4-47 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2021

$END$	(MWh)	3 518,36
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$	(MWh)	5 233,53
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	628,02
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	4 605,51
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	5 861,56

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de  $END$  em 2021 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 3 261 462,56 euros.

A Figura 4-14 contém uma representação gráfica da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2021, bem como o posicionamento do respetivo valor de  $END$  e incentivo associado.

Figura 4-14- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2021



### Componente 2

O valor da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende da média deslizante dos últimos três anos do indicador *SAIDI MT* relativo ao conjunto dos 5% dos

Postos de Transformação de Distribuição e de Clientes em MT que apresentaram anualmente o pior valor de SAIDI MT (SAIDI MT 5%).

Os valores dos parâmetros da Componente 2 do mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, em vigor em 2021, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2021, através da Diretiva n.º 1/2021 de 8 de janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-48.

**Quadro 4-48 - Parâmetros da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em 2021**

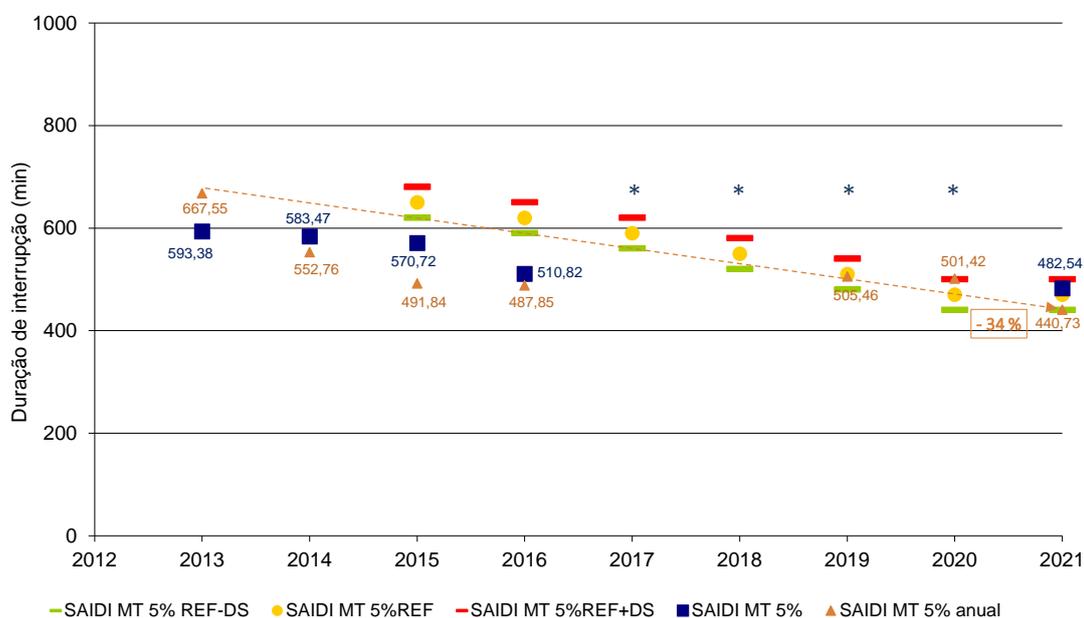
SAIDI MT 5% <sub>REF 2021</sub>	(min)	470,00
$\Delta S$	(min)	30,00
V SAIDI MT	(EUR / min)	33 333,33
$ RQS2_{max}  =  RQS2_{min} $	(EUR)	1 000 000

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 e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:
  - Interrupções com origem em instalações de clientes ou de produtores que afetem apenas os próprios clientes ou produtores;
  - Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como Evento Excepcional (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.

A Figura 4-15 apresenta a evolução do indicador do SAIDI MT 5% para os anos de 2013 a 2021, e o seu enquadramento nos limites definidos para a “Componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para os anos de 2015 a 2021.

Figura 4-15 - Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT



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

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

Tendo em conta que o cálculo da Componente 2 depende dos valores do indicador de continuidade de serviço SAIDI MT registados nos últimos três anos (SAIDI MT 5%<sub>2019</sub>; SAIDI MT 5%<sub>2020</sub>; SAIDI MT 5%<sub>2021</sub>), o valor da Componente 2 do incentivo para 2021 é valorizado em zero euros.

#### Montante Total do Incentivo para 2021

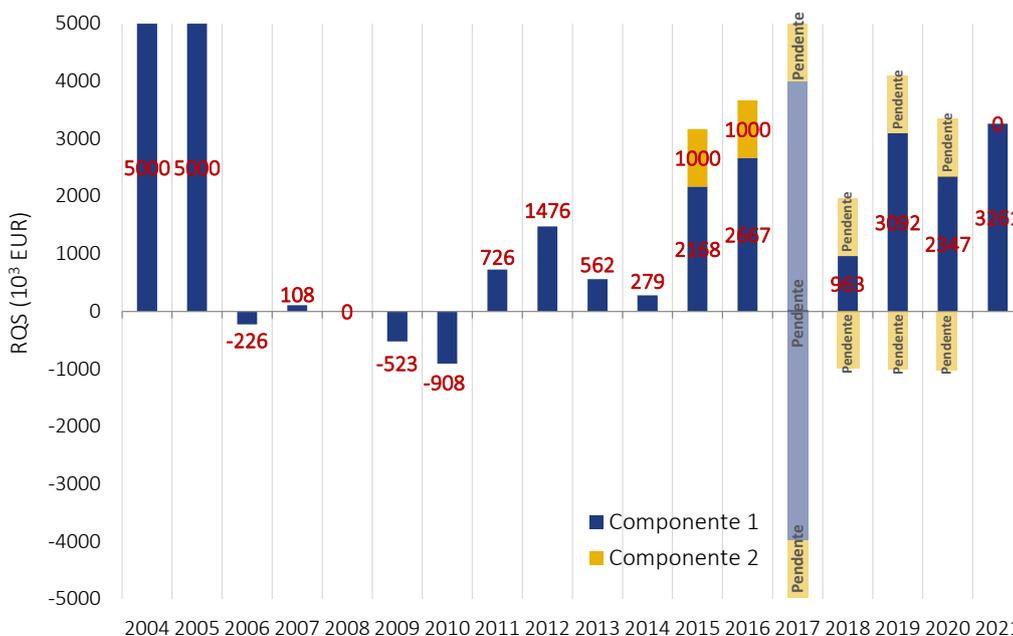
O Quadro 4-49 apresenta os valores dos montantes do incentivo à continuidade de serviço para 2021.

Quadro 4-49 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2021

Montante Componente 1	(euros)	3 261 462,56
Montante Componente 2	(euros)	0

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo à melhoria da continuidade de serviço, nas suas duas componentes, apresentam-se na Figura 4-16.

Figura 4-16 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Nota: Em 2020, a decisão sobre a classificação como EE de um evento ocorrido em agosto de 2018 (incêndio de Monchique) foi revogada e o procedimento de classificação como EE foi suspenso pela ERSE até haver uma decisão judicial definitiva. Em consequência dessa revogação, foi atualizado o valor da END relativo ao ano de 2018, pelo que a Componente 1 é reduzida do montante de 74 625,60 euros.

#### 4.5 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, que comporta a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e a atividade de Comercialização.

Em termos organizativos, importa referir as alterações na esfera da SU Eletricidade decorrentes da maior exigência de separação de atividades e de imagem. Estas alterações consubstanciaram-se na transferência para a SU Eletricidades das atividades comerciais, anteriormente desenvolvidas pela EDP Soluções Comerciais e posteriormente debitadas à SU Eletricidade, na alteração de imagem e na autonomização da rede de lojas. Outra das situações a referir no âmbito do CUR são as diferentes competências que lhe foram atribuídas que também contribuem para um aumento dos recursos técnicos e humanos da empresa, entre as quais a função correspondente à de agregador de último recurso enquanto não for atribuída licença, nos termos do artigo 288.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Neste contexto, a estrutura de custos da empresa alterou-se, com redução dos gastos associados aos Fornecimentos e Serviços Externos do grupo, com aumento dos gastos com pessoal e com aumento do nível de investimentos e, conseqüentemente, do montante de amortizações. Ao nível dos investimentos, importa ainda referir que por decisão da empresa, parte significativa desses investimentos foi alocada à atividade de Comercialização. Desta forma, no período de regulação 2022-2025, e em linha com o previsto no RT em vigor, os proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso passam a incluir uma componente de remuneração de ativo.

Refira-se que a ERSE realizou uma auditoria complementar ao CUR, iniciada em 2021 e terminada em 2022, para avaliar a racionalidade dos investimentos efetuados em sistemas de informação face às necessidades da empresa e a inexistência de duplicação de custos ou de custos excessivos resultantes das diferentes atividades, incluindo a de facilitador de mercado<sup>75</sup> e gestão dos leilões solares, com incidência nos anos de 2019 e 2020. Esta auditoria permitiu, entre outros, um conhecimento mais detalhado sobre alguns procedimentos seguidos na aquisição de sistemas de informação e a validação de alguns montantes ocorridos no período em análise.

---

<sup>75</sup> Atividade prevista no quadro legal anterior à vigência do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

Neste contexto, foram revistos os valores dos investimentos de 2019 e 2020, tendo sido desconsiderado<sup>76</sup> um montante de cerca de 364 milhares de euros relativo a investimentos realizados no SUED (SU Eletricidade Digital), por não decorrerem de requisitos regulatórios ou por ausência de documentação de suporte.

No que respeita à atividade de facilitador de mercado, uma vez que a auditoria incidiu num período em que aquela atividade era ainda residual, não houve nenhuma correção a considerar. No entanto, foram apresentadas recomendações no sentido de ser desenvolvido, por parte da empresa, um sistema de gestão que permita a afetação mais adequada dos recursos e a formalização dos pressupostos e dos critérios utilizados naquela repartição. Sendo esta uma atividade, cujos respetivos gastos e proveitos não poderão ser repercutidos nos proveitos do CUR, a sua monitorização por parte da ERSE será constante.

Foram ainda apresentadas outras recomendações para as quais a ERSE solicitou um plano de implementação, com o devido cronograma. A ERSE irá acompanhar essa implementação e realizar auditorias de acompanhamento sempre que necessário.

As regularizações dos montantes relativos a anos anteriores decorrentes das situações acima identificadas foram incluídas no ativo a remunerar de 2021 com base no valor líquido do ativo no início desse ano. Desta forma, os saldos iniciais do imobilizados e das amortizações acumuladas de 2020 tiveram que ser recalculados, podendo não corresponder aos saldos finais de 2019. Estas regularizações refletiram-se nos respetivos movimentos do imobilizado líquido apresentados mais adiante. Essas mesmas situações resultaram em acertos do custo com capital (remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações) face aos valores considerados nos anos em causa, de 2020 a 2022.

#### 4.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do comercializador de último recurso (CUR) comporta duas funções:

- a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (PRE) com remuneração garantida fixada administrativamente, através da qual o CUR adquire a energia elétrica produzida por este tipo de produtores e procede à sua venda;

---

<sup>76</sup> Estas regularizações ocorreram tanto no ativo a remunerar, como nas amortizações em cada uma das funções do CUR com base nos critérios de repartição identificados na auditoria.

- a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, através da qual o CUR assegura a aquisição da energia elétrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.

Esta desagregação entre funções, em vigor desde a revisão do RT ocorrida em 2011, teve como principal vantagem permitir uma melhor monitorização desta atividade do CUR, bem como permitir:

- aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica para fornecimento aos seus clientes;
- desenvolver mecanismos regulados de colocação a prazo da PRE com remuneração garantida, além da sua colocação no referencial de mercado à vista, para permitir diversificação do seu preço de venda da energia de PRE e reduzir a exposição à volatilidade de preço no mercado à vista, constituindo também uma forma de acesso da energia por parte dos comercializadores em regime de mercado.

#### 4.5.1.1 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA PRE

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, eliminou a distinção entre produção em regime ordinário e produção em regime especial e os regimes de remuneração garantida. O Diploma revogou também o Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, que estabelecia os princípios de alocação dos custos resultantes da remuneração da produção de eletricidade.

No entanto, em sede de disposições transitórias, o artigo 278.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determina a manutenção dos regimes remuneratórios nas condições de atribuição até ao decurso dos respetivos prazos, nos termos em que foram estabelecidos.

Por outro lado, no que respeita à alocação de custos, os n.ºs 5 a 7 do artigo 208.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, determinam que os critérios de repercussão de custos de interesse económico geral podem ser definidos até 15 de setembro de cada ano mediante despacho do membro do Governo responsável pela área da energia, ouvida a ERSE, e que, na ausência do referido despacho, a referida repercussão é efetuada por regulamentação da ERSE, em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento e seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas.

Até à presente data, não foi proferido despacho pelo membro do Governo responsável pela área da energia, nem regulamentação da ERSE quanto à forma de repercussão. Por essa razão, para efeitos de

produção do presente documento, mantém-se o anteriormente estatuído, com a referência às PRE com remuneração garantida, enquadradas e diferenciadas nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, e a distinção entre PRE 1 e PRE 2. Tal permite, ademais, assegurar a consistência histórica e a imediata comparabilidade intertemporal das séries apresentadas pela ERSE.

#### AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

No Quadro 4-50 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida previsto pela ERSE para 2023, por tecnologia, e respetivas quantidades de energia.

**Quadro 4-50 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida**

Tarifas 2023					
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (EUR/MWh)	Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)	<sup>(3)</sup> Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRE (EUR/MWh)	Diferencial de custo PRE do ano (10 <sup>3</sup> EUR)
PRE 1 <sup>(1)</sup>	16 150	98,9	1 597 962		-1 802 113
Eólicas	12 949	87,0	1 126 773	210,52	-1 599 385
Hídricas	746	101,4	75 660	210,52	-81 463
Biogás	182	121,7	22 114	210,52	-16 139
Biomassa	1 335	125,8	167 879	210,52	-113 162
Fotovoltaica PRE 1	399	288,5	115 112	210,52	31 112
Eolica OffShore	76	150,6	11 516	210,52	-4 578
Ondas	0	0,0	0	210,52	0
RSU	463	170,5	78 909	210,52	-18 498
PRE 2 <sup>(2)</sup>	1 594	59,7	95 205		-240 308
Térmica - Cogeração (NFER)	25	120,5	3 073	210,52	-2 295
Térmica - Cogeração (FER)	176	111,8	19 715	210,52	-17 407
Micro/Mini/UPAC/UPP	356	144,2	51 276	210,52	-23 574
Fotovoltaica PRE 2	1 036	20,4	21 141	210,52	-197 032
<b>Total da Produção em Regime Especial</b>	<b>17 744</b>	<b>95,4</b>	<b>1 693 166</b>		<b>-2 042 420</b>

Notas: (1) PRE 1 - PRE com remuneração garantida, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

(2) PRE 2 - PRE com remuneração garantida, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

(3) O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida é determinado tendo por base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 4-17 apresenta a evolução da produção em regime especial com remuneração garantida adquirida pelo CUR, desagregada por tecnologias, que ocorreu no período de 2003 a 2021, as produções estimadas para 2022 e as previstas para 2023.

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. Este ritmo abrandou nos anos seguintes, em consequência da diminuição das ligações à rede de novos produtores desta natureza.

Entre 2013 e 2019, a potência instalada de produtores em regime especial com remuneração garantida não se alterou substancialmente e as variações de produção observada neste período devem-se maioritariamente a diferentes utilizações da potência instalada, nomeadamente nas renováveis de origem eólica e hídrica motivado por fatores climáticos.

A partir de 2019, para além de se manterem as alterações da produtividade eólica e hídrica pelos motivos atrás referidos, verifica-se um acréscimo da produção proveniente de biomassa decorrente do aumento da potência instalada desta tecnologia e, em sentido contrário, a redução da produção de algumas tecnologias motivada pelo fim do prazo do regime bonificado, nomeadamente nas tecnologias hídrica e cogeração. No ano de 2021, a redução que se observa na cogeração deve-se à redução da produção dos cogeneradores a partir de fontes não renováveis no regime de remuneração garantida, fortemente influenciados pelos preços de gás desde a segunda metade desse ano.

Para 2022, a ERSE considerou uma estimativa que incorpora dados reais da produção de PRE com remuneração garantida por tecnologias conhecida até à presente data. Os principais fatores considerados nesta estimativa foram os seguintes:

- Redução da PRE Hídrica, tendo em conta a variação da produção acumulada até novembro de 2022 de -38% (fonte REN) face ao período homólogo de 2021, associada à diminuição da potência instalada de produtores hídricos com remuneração garantida e à transição de um ano 2021 de hidraulicidade média, para um ano de 2022 que foi seco ( $IPH_{Acum.Novembro2022}$  de 0,46 face a  $IPH_{Acum.Novembro2021}$  de 1,01 - fonte REN).
- Aumento da PRE Eólica, tendo em conta a variação da produção acumulada até novembro de 2022 de +2,7% (fonte REN) face ao período homólogo de 2021.

- Diminuição da injeção na rede das tecnologias de PRE de base térmica (Biogás, Biomassa, Resíduos Sólidos Urbanos), cuja produção agregada acumulada até julho de 2022 decresceu cerca de 0,2%, de acordo com os dados de faturação destes tipos de produtores.
- Diminuição da injeção na rede da tecnologia de cogeração, tendo em conta o regime excecional estabelecido pelo Decreto-Lei nº 119-A/2021, de 21 de dezembro, que altera as regras de mudança da modalidade em regime especial (com remuneração garantida) para a modalidade de mercado. Deste modo, e em face dos elevados preços do gás natural, inúmeros cogeradores decidiram sair da modalidade em regime especial. Estimou-se que os cogeradores que se mantêm no regime especial de acordo com os dados de faturação recolhidos em 2022 já não saiam para a modalidade de mercado até ao final do ano.
- No caso das injeções na rede provenientes da PRE Fotovoltaica, de mini e micro produtores e de unidades de produção para autoconsumo, de unidades de pequena produção e de eólica *offshore*, foram usadas as previsões da SU Eletricidade.

Com estes pressupostos, a estimativa da ERSE para a injeção total de PRE com remuneração garantida nas redes do SEN em 2022 terá uma redução de 21,9% face ao ocorrido em 2021.

Excluindo as tecnologias eólica, fotovoltaica e cogeração, em 2023 assumiu-se a previsão usada pela SU Eletricidade, que se baseia em previsões de evolução da potência instalada por tecnologia e em dados históricos das horas de funcionamento por tecnologia.

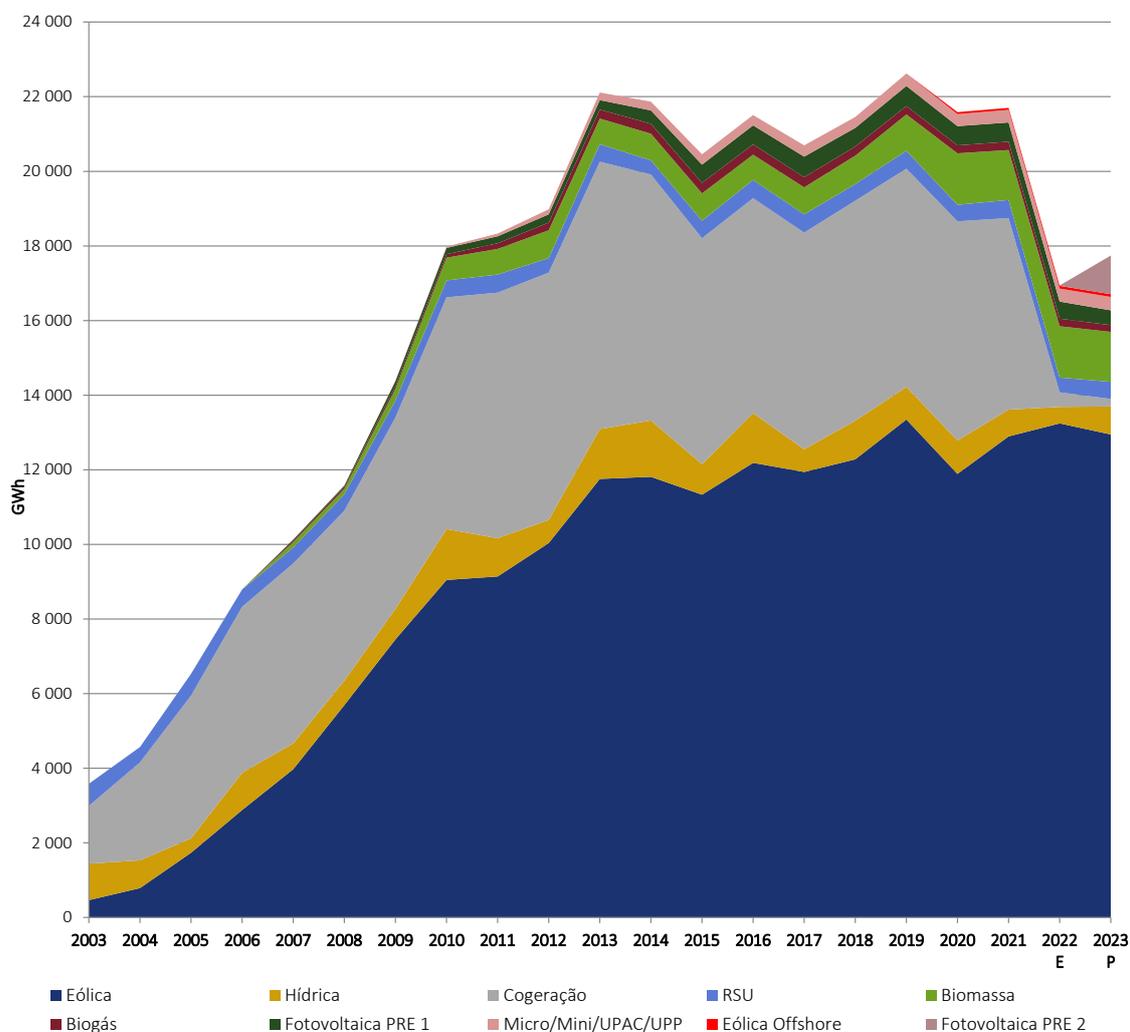
Para a produção eólica, a previsão da ERSE está em linha com a SU Eletricidade, embora ligeiramente inferior, o que deverá resultar de diferentes abordagens para neutralizar as condições de eolicidade.

No caso da produção fotovoltaica de produtores com capacidade de ligação à rede atribuída nos leilões de 2019, a ERSE tem uma previsão mais conservadora que a SU Eletricidade do ritmo a que estas centrais se ligarão às redes durante o ano de 2023, resultando, portanto, numa previsão de produção desta tecnologia inferior à da empresa.

Na cogeração assumiu-se que os cogeradores, que não saíram da modalidade de regime especial em 2022, mantêm-se em 2023 e não regressa à modalidade especial nenhum dos que transitou para a modalidade de mercado, prevendo-se que a produção na tecnologia de cogeração em 2023 seja residual.

Deste modo, esta previsão resulta num acréscimo de 4,7% do total da produção em regime especial com remuneração garantida em 2023 face à estimativa da ERSE para 2022.

Figura 4-17 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 4-18 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2003 e 2021 (valores ocorridos), a estimativa para 2022 e a previsão para 2023. Em termos unitários, o preço médio da energia proveniente de PRE com remuneração garantida apresentou, entre 2003 e 2021, uma taxa média anual de crescimento de 1,2%.

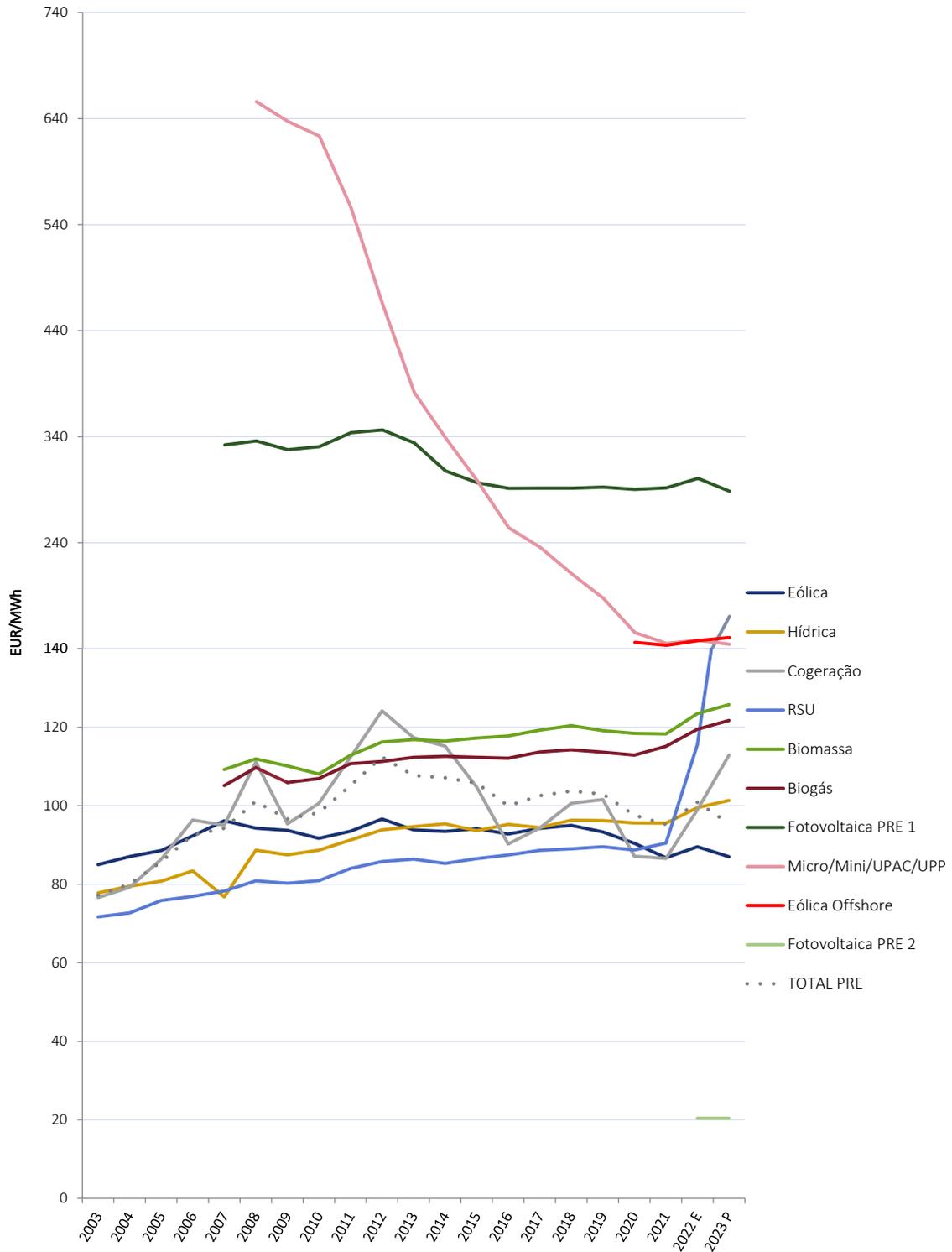
Para 2022 e 2023, a ERSE adotou, em geral, os preços médios de aquisição da PRE com remuneração garantida por tecnologias previstos pela SU Eletricidade, devendo o preço médio ponderado de aquisição

da PRE, para as quantidades previstas pela ERSE, subir 6,0% em 2022 e em 2023 decrescer 5,4%. Por tecnologias, salienta-se:

- o ligeiro aumento do preço unitário da eólica deve-se em grande medida à atualização da taxa de inflação, sendo o preço estabilizado pela transição, durante os anos de 2020 e 2021, de um grande número 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;
- a previsão do preço da fotovoltaica PRE 2 deve-se ao valor médio das tarifas dos leilões que são consideravelmente mais baixas que nas demais tecnologias de PRE com remuneração garantida, tendo em conta a melhor informação disponível;
- o preço unitário da fotovoltaica PRE 1 em 2022 e 2023 tem evoluções de sentidos contrários, em 2022 o aumento do preço deve-se à inflação elevada, já em 2023 a sua diminuição deve-se à saída de produtores com remunerações mais elevadas;
- aumento previsto para o preço da cogeração, resulta essencialmente da saída de produtores do regime bonificado derivado ao Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 21 de dezembro, mantendo-se aqueles que têm tarifas bonificadas mais altas, agravado pelo previsível aumento de preço do petróleo em 2022 e 2023;
- prolongamento da remuneração garantida do RSU, através da Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, e alterada pela Portaria n.º 308-C/2020, de 30 de dezembro, que manteve o preço unitário desta tecnologia até ao final de 2021 e prevê a atribuição de um prémio sobre o preço de mercado, que decresce gradualmente até 2024, o que num contexto de preços de mercado muito elevados, nomeadamente os previstos pela ERSE para 2022 e 2023, deverá originar um acentuado aumento do preço unitário desta tecnologia;
- continuação do decréscimo do preço unitário da microprodução, em consonância com o previsto no enquadramento legal desta tecnologia;
- evolução do preço médio das UPAC de acordo com a evolução prevista para o preço do mercado *spot* de eletricidade;

- manutenção do preço médio de 2021 das UPP em consonância com o previsto no enquadramento legal desta tecnologia;
- nas restantes tecnologias, estima-se que o preço médio unitário evolua em 2022 e 2023, em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a sua remuneração (IPC sem habitação).

Figura 4-18 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRE com remuneração garantida



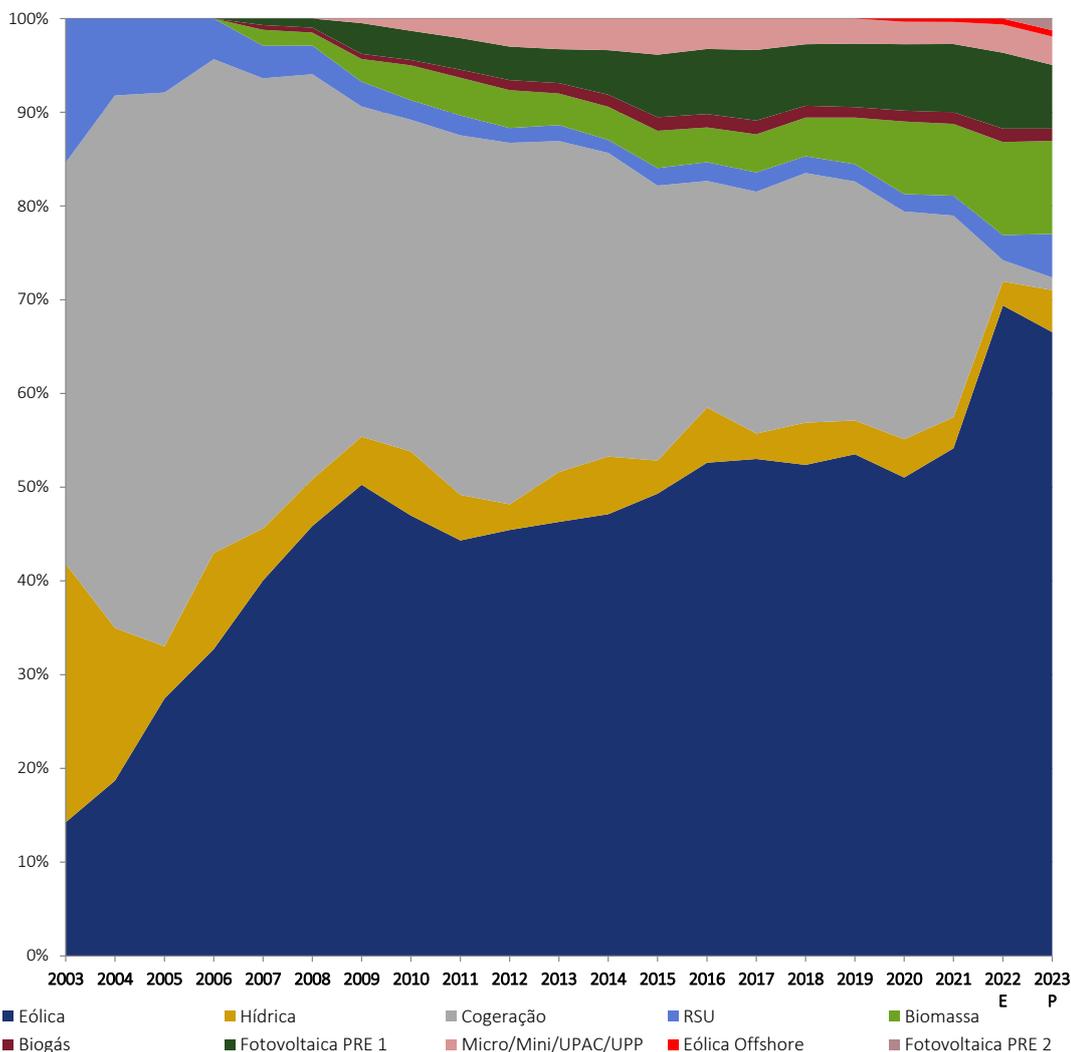
Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 4-19 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE. Verifica-se que as tecnologias que destacadamente têm maior produção são também as que apresentam um maior peso no total dos custos da PRE adquirida pelo CUR. Esta figura mostra também o alargamento do *mix* de produção renovável a partir de 2006 e dos respetivos custos.

Nos anos mais recentes, observa-se que as alterações nas remunerações devidas a modificações nos preços unitários anteriormente referidas, conjugada com a saída de alguns produtores para o regime de mercado e com o aumento substancial da potência instalada de produtores fotovoltaicos, provocaram alterações graduais até 2021 na repartição de custos por tecnologia.

A alteração da repartição dos custos por tecnologia acentua-se nos anos de 2022 e 2023 devido à saída de cogeneradores da modalidade de regime especial decorrente do Decreto-Lei nº 119-A/2021, de 21 de dezembro. Esta situação, naturalmente, conduz a um menor peso da cogeração no custo e produção total da PRE com remuneração garantida, aumentando, assim, o peso de todas as outras tecnologias, em especial a eólica.

Figura 4-19 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

#### DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial incorporado nos proveitos de 2023 inclui:

- o diferencial de custo do próprio ano, resultante das quantidades e preços de aquisição anteriormente descritas e do preço médio de venda em mercado;

- os custos de funcionamento e outros custos<sup>77</sup>;
- o diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores com remuneração garantida, nos termos definidos no artigo 290.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
- as medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- ajustamentos dos diferenciais de custo da PRE referentes a 2021 e a 2022.

#### Diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial

Em 2011, a publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, que alterou o Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, mais concretamente o aditamento do artigo 73-A.º, introduziu a possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos de 5 anos seguintes.

O Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o regime de transferência intertemporal estabelecido e, de acordo com o n.º 8 do artigo 73-A.º, prolongando-se até 31 de dezembro de 2020 a sua aplicação. Posteriormente, foi publicado o Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, que prolongou a aplicação do mecanismo de alisamento do diferencial de custo com a produção em regime especial num período máximo de cinco anos até 31 de dezembro de 2025.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, o mencionado Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro (e alterações subsequentes), foi revogado, mas manteve-se a possibilidade de repercutir os CIEG num período máximo de 5 anos, conforme disposto nos números 8 a 11 do seu artigo 208.º.

No caso dos sobrecustos 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.

---

<sup>77</sup> Na revisão regulamentar de agosto de 2021 foi eliminada a tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores com efeitos a partir de 1 de janeiro de 2022, que constava da rubrica de outros custos que passa, assim, a 0.

Tendo em conta que o diferencial de custos com a aquisição de energia produzida com remuneração garantida apresenta valores negativos para 2023, por ausência do pressuposto de existir um sobrecusto, não foi aplicado o regime de transferência intertemporal previsto no quadro legal em vigor.

O Quadro 4-51 apresenta o efeito acumulado dos diferimentos dos diferenciais de custo da PRE com remuneração garantida efetuados no passado ao abrigo do artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, desde o cálculo de proveitos permitidos de 2019 até 2021 e respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

**Quadro 4-51 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2019 a 2021 nos proveitos permitidos de 2023 a 2025**

	Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
	Diferimento PRE		
	T2023	T2024	T2025
<b>PRE 1 <sup>(1)</sup></b>			
Anuidade	545 336	384 915	244 891
Amortização capital <sup>(2)</sup>	538 009	381 444	243 538
Juros	7 327	3 471	1 353
<b>Alisamento quinquenal PRE 1</b>	<b>545 336</b>	<b>384 915</b>	<b>244 891</b>
<b>PRE 2 <sup>(4)</sup></b>			
Anuidade	163 787	87 630	35 108
Amortização capital <sup>(2)</sup>	161 800	86 954	34 914
Juros	1 987	677	194
<b>Alisamento quinquenal PRE 2</b>	<b>163 787</b>	<b>87 630</b>	<b>35 108</b>
<b>Alisamento quinquenal Total</b>	<b>709 123</b>	<b>472 546</b>	<b>279 999</b>

Notas: (1) PRE 1 - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

(2) PRE 2 - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, até ao fim do respetivo prazo de atribuição.

#### Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo da PRE

Para os proveitos permitidos de 2023 foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN, com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia à PRE com remuneração garantida considerado no

cálculo tarifário. Em particular, foram deduzidos os seguintes montantes aos proveitos permitidos, decorrentes da legislação em vigor:

- montantes a transferir para o SEN no ano de 2023 para dedução ao sobrecusto com a produção em regime especial renovável conforme Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022, e que resulta da soma de:
  - 363,7 milhões de euros relativos à afetação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa, nos termos do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, na sua redação atual;
  - 124,75 milhões de euros relativos à afetação do produto da CESE;
  - 5,1 milhões de euros resultantes da afetação da receita obtida com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos;
- montante de 500 milhões de euros a transferir para o SEN no ano de 2023, para dedução às tarifas de acesso às redes, proveniente do orçamento do Fundo Ambiental e resultante do Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 9 de dezembro de 2022;
- previsão da reversão para o SEN do montante relativo às receitas geradas pela venda de Garantias de Origem no montante de 44,5 milhões de euros;
- mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, com um valor nulo em 2023, mas sendo repercutido nesse ano um montante de 19,9 milhões de euros, resultante dos ajustamentos referentes a 2021 no valor de 20,62 milhões de euros, a devolver pela empresa, e da diferença entre o montante determinado no estudo da ERSE para 2019 e a liquidação efetiva do mecanismo pela REN referente a esse ano, no valor de 0,73 milhões de euros, a devolver à empresa, ambos incluindo juros.

### Receitas de ISP aplicável às centrais de ciclo combinado a gás natural

Ao nível do regime fiscal do Imposto sobre Produtos Petrolíferos 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 CO<sub>2</sub>.

No caso do gás natural, nos termos atualmente em vigor, que decorrem da aplicação do artigo 297.º da Lei n.º 12/2022, de 27 de junho, que aprovou o Orçamento de Estado de 2022, há um faseamento de repercussão dos valores de tributação que, em 2022, é de 20% e, em 2023, de 40% dos valores decorrentes da aplicação da fórmula de cálculo da taxa expressa no Código dos Impostos Especiais de Consumo (IEC). Contudo, importa, no entanto, referir que, em 2022, o gás natural utilizado em instalações abrangidas pelo regime Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), incluindo as compreendidas pela Exclusão Opcional prevista neste regime, estão isentas da taxa de adicionamento sobre as emissões do CO<sub>2</sub>, sendo apenas aplicada nestes casos a taxa de ISP, como estabelecido no n.º 11 do artigo 297.º da Lei n.º 12/2022, de 27 de junho.

Por outro lado, nos termos do n.º 12 do artigo 389.º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, é consignado ao Sistema Elétrico Nacional o valor correspondente a 50% das receitas decorrentes da aplicação do referido regime fiscal, através do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Em 2022, por via do Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022, será transferida para o SEN uma receita de 5,05 milhões de euros que decorre da coleta de ISP resultantes da tributação de um conjunto de produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade, eletricidade e calor (cogeração), ou gás de cidade. Este montante terá incidência nas tarifas de 2023.

### Receitas com a venda de Garantias de Origem

A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019 veio determinar, no seu artigo 238.º os princípios de concretização do modelo de emissão e certificação das Garantias de Origem da produção de eletricidade. Nesta disposição, que altera o regime do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, estabelece-se que compete à concessionária da RNT as competências relativas à emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem (EEXO).

As garantias de origem (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 elétrica subjacente a esse consumo.

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 realizado à data 12 leilões, para as GO atribuíveis à produção renovável que beneficia de preço garantido administrativamente para mitigação do respetivo sobrecusto, relativamente a lotes de produção respeitante a 2020, 2021 e 2022.

Assim, para 2022, tendo em consideração a informação conhecida à data<sup>78</sup> dos resultados dos leilões GO-PT relativo a lotes de produção com entrega em 2022, resulta num montante global de receitas de 25,1 milhões de euros, correspondente a um volume total de 9 877 GWh valorizadas a um preço médio ponderado de 2,54 €/MWh.

Para acerto de tarifas de 2022, considera-se uma previsão de quantidades até ao final do ano face ao que se previu no exercício tarifário anterior (decrésimo de 5,6 TWh, com volume final de 16,9 TWh), o preço médio ponderado adjudicado dos leilões de lotes com entrega em 2022 para cada uma das tecnologias leiloadas, no qual resulta num acréscimo de cerca 2,07 €/MWh à estimativa no exercício tarifário de 2022 realizado em 2021, no qual se estima um montante global de receita no valor de 41,74 milhões de euros (acréscimo de 32,84 milhões de euros face à estimativa realizada em 2021).

Para o ano de 2023, considera-se uma previsão de quantidades de 17,74 TWh de produção de PRE com tarifa garantida, valorizando-se ao preço médio ponderado por tecnologia dos lotes de produção respeitante a 2022, no qual se estima um montante global de receita no valor de 44,55 milhões de euros.

Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013

O Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, estabelece o regime legal para criação de um 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.

---

<sup>78</sup> Informação até ao 12.º Leilão GO-PT (realizado a 14 de setembro de 2022).

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.

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 do evento 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 e também a possibilidade de aplicação de um pagamento por conta, que mitiga temporalmente o desfasamento que ocorre entre a verificação do evento extramercado e a respetiva compensação tarifária, para além de aclarar o âmbito de abrangência de aplicação aos centros electroprodutores do referido mecanismo de equilíbrio concorrencial, designadamente as centrais com CMEC que se encontrem dentro do período da revisibilidade final, no âmbito do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Com a publicação da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto<sup>79</sup>, é concretizado o conjunto de princípios consagrado no diploma legal que criou o mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista, 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 104/2013, de 9 de agosto, (ii) a forma de dedução dos valores a suportar, em função dos resultados do estudo a que se refere o número anterior, pelos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial e, (iii) a forma de aplicação do valor de pagamento por conta, sujeito a ajustamento final na sequência da fixação definitiva do valor do pagamento a efetuar.

A referida Portaria determina que a ERSE elabore, para cada ano, um estudo de avaliação dos impactes dos eventos extramercado, 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. Todavia, no que respeita ao ano de 2021, e ao abrigo das disposições da Portaria n.º 282/2019, a ERSE deu

---

<sup>79</sup> Que revoga a Portaria n.º 288/2013, de 20 de setembro, com as alterações introduzidas pela Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho.

cumprimento aos prazos e trâmites estabelecidos na referida Portaria para a remessa do estudo ao Secretário de Estado da Energia.

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 o setor elétrico espanhol, em particular sobre a produção de energia elétrica (*Ley 15/2012*, de 27 de dezembro, alterado e atualizado na *Ley 9/2013*, de 13 de julho), as quais não se podem deixar de considerar 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 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. Previamente à aplicação do regime alterado do referido mecanismo (i.e., com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2019), o cálculo do valor dos impactes era prospetivo – i.e., valeria para o futuro. A filosofia agora 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 prospetivo.

Na data em que se elabora a proposta de tarifas e preços para 2023, considerando o estudo para definição dos valores definitivos relativos a 2021 considera como eventos extramercado de ordem interna ao SEN apenas o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP), é determinado um valor global a ser suportado pelos produtores abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, em definitivo para o ano de 2021, de cerca de 53,68 milhões de euros, podendo ser este reduzido a um montante mínimo de 50,55 milhões de euros, por força da circunstância destes produtores reportarem mecanismos contratuais não sujeitos a mercado à vista, ao abrigo da isenção prevista no despacho interpretativo do Secretário de Estado Adjunto da Energia (Informação n.º 8/2019/SEAEne, de 16 de dezembro).

Nos termos do Despacho n.º 6398-A/2021, de 29 de junho, e do Despacho n.º 9975/2021, de 14 de outubro, está suspensa a receita decorrente do mecanismo de equilíbrio concorrencial, entre 1 de julho de

2021 e 31 de dezembro de 2021, com a correspondente redução das receitas estimadas para o ano de 2021, sendo esta redução efetiva.

Já em 2022, com as publicações do Despacho n.º 1322/2022, de 1 de fevereiro, do Despacho n.º 6287/2022, de 19 de maio, e do Despacho n.º 9838/2022, de 9 de agosto, prolongou-se até ao final do ano a suspensão aplicada à receita decorrente do mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Para 2023, na perspetiva da continuidade das medidas de incidência fiscal em Espanha visando reduzir os preços da energia elétrica, no referencial grossista, pode colocar-se o cenário de se manter suspensa a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, o que implica receita previsional decorrentes da aplicação do regime do Decreto-lei n.º 74/2013, por força de suspensão que se mantém em vigor e para a qual não existe previsão da sua reversão.

Como elemento final, importa lembrar que os valores de proveitos atrás mencionados, em base previsional, são objeto de ajustamento para valores reais com a consumação do estudo de 2021<sup>80</sup>, nos termos do que estabelece a Portaria n.º 282/2019.

Tendo ainda em consideração a estimativa para efeitos da definição de proveitos de receitas provenientes do equilíbrio concorrencial para 2021 no exercício tarifário correspondente, a consumação através do estudo de 2021 submetido ao membro do governo responsável pela área da energia, nos termos do que estabelece a Portaria n.º 282/2019, deve considerar-se um valor de ajustamento de cerca de 20,35 milhões de euros, que corresponde à diferença entre o valor previsional para 2021 de cerca de 30,2 milhões de euros e o valor definitivo mínimo indicado no estudo de 2021 de 50,55 milhões de euros.

Assim, em 2023, o montante máximo do desvio face ao valor previsional considerado nas tarifas de 2021 é de cerca de 20,35 milhões de euros, resultantes da diferença entre proveitos nulos estimados para 2023 e o ajustamento relativo ao fecho definitivo do ano de 2021 (repercussão de cerca de 20,5 milhões de euros, incluindo juros).

Adicionalmente, em relação ao montante do mecanismo referente ao ano de 2019, cujo ajustamento definitivo ocorreu no exercício tarifário de 2021, a SU Eletricidade assinalou a existência de uma diferença entre o montante determinado no estudo da ERSE e o montante total que lhe foi transferido pela REN.

---

<sup>80</sup> Como o regime fiscal estará suspenso em 2022, por força do prolongamento da suspensão do mecanismo de equilíbrio concorrencial, os valores resultantes de proveitos serão nulos, não sendo por isso considerados para efeitos da definição de proveitos.

Após esclarecimentos obtidos junto da REN, foi confirmado que a liquidação efetiva do mecanismo referente a 2019 foi inferior ao previsto no estudo da ERSE em 0,719 milhões de euros, em resultado de isenções de aplicação do mecanismo a alguns centros eletroprodutores nos termos do Decreto-Lei n.º 74/2013, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 104/2019. Esta diferença foi repercutida no ano de 2023, acrescida de juros, perfazendo um montante de 0,73 milhões de euros a devolver à SU Eletricidade.

### PROVEITOS DA FUNÇÃO DE CVEE DA PRE

O Quadro 4-52 apresenta o valor do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial previsto para o ano 2023.

**Quadro 4-52 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2022 (Dez2021)	Tarifas 2022 (Jun2022)	Tarifas 2023
<b>A = (1)-(2)+(3)+(4)- -(5)-(6)+(7)-(8)-(9)</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>1</sup></b>	<b>-614 854</b>	<b>-1 334 826</b>	<b>-3 466 743</b>
1	Compras	1 513 612	1 480 700	1 597 962
2	Vendas	1 402 712	1 939 771	3 400 074
3	Outros custos	0	0	0
4	Custos de funcionamento	5 307	5 307	5 792
5	Ajustamento t-1	812 466	812 466	989 698
6	Ajustamento t-2	41 376	41 376	168 127
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	707 095	707 095	545 336
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE, decorrentes da legislação em vigor	554 854	704 854	1 038 039
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	29 460	29 460	19 895
<b>B = (10)-(11)+(12)+(13)- -(14)-(15)+(16)-(17)</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>2</sup></b>	<b>-84 395</b>	<b>-140 383</b>	<b>-94 535</b>
10	Compras	543 662	141 472	95 205
11	Vendas	569 875	223 673	335 512
12	Outros custos	0	0	0
13	Custos de funcionamento	5 307	5 307	5 792
14	Ajustamento t-1	252 881	252 881	-15 126
15	Ajustamento t-2	41 211	41 211	38 933
16	Alisamento quinquenal - artº 73º A	230 605	230 605	163 787
17	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE, decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
<b>A + B</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE</b>	<b>-699 249</b>	<b>-1 475 209</b>	<b>-3 561 279</b>

#### 4.5.1.2 PROVEITOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO A CLIENTES

Atualmente, 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 os mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia foram revistos aquando da alteração do Regulamento Tarifário de janeiro de 2019. Estes mecanismos atuam de forma ‘*ex ante*’ e ‘*ex post*’, no sentido de garantir preços adequados para a tarifa de energia, procurando dar maior transparência ao processo de estimativa do preço médio de energia do CUR.

O quadro seguinte 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 2022 e as previsões para 2023 consideradas pela ERSE neste exercício tarifário, encontram-se no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2023».

**Quadro 4-53 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura**

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2023	
	2020	2021	2022	2023
<b>= Total das Aquisições do CUR</b>	<b>2 804</b>	<b>2 713</b>	<b>3 198</b>	<b>3 055</b>
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	345 14,3%	326 13,9%	432 15,9%	350 13,2%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	46 1,9%	43 1,9%	50 1,8%	46 1,7%
<b>= Total dos Fornecimentos do CUR</b>	<b>2 413</b>	<b>2 343</b>	<b>2 716</b>	<b>2 659</b>

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

## PROVEITOS DA FUNÇÃO DE CVEE PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

Os pressupostos subjacentes ao custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes de 223,42€/MWh, previsto para 2023, estão apresentados no ponto 2.2.

O montante de custos com a função 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 129.º do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do quadro seguinte.

**Quadro 4-54 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2022 (Dez2021)	Tarifas 2022 (Jun2022)	Tarifas 2023
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	236 305	306 017	682 558
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema) (EUR/MWh)	105,50	136,62	223,42
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	2 240	2 240	3 055
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	3 461	3 461	2 402
C	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-1	-67 433	-67 433	-191 464
D	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2	-9 335	-9 335	-34 007
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	1 167	1 167	2 230
<b>F = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes</b>	<b>315 368</b>	<b>385 079</b>	<b>908 201</b>
<b>G = - [ (C) + (D) + (E) ]</b>	<b>Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados</b>	<b>75 601</b>	<b>75 601</b>	<b>223 241</b>
<b>H = (F) - (G)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE</b>	<b>239 766</b>	<b>309 478</b>	<b>684 960</b>

### 4.5.1.3 AJUSTAMENTOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA PRE

#### AJUSTAMENTOS DE 2021

De acordo com o artigo 105.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento dos proveitos permitidos da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em

Regime Especial (CVEE PRE) resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2021 e a diferença entre os custos reais de:

- aquisição a estes produtores e as quantidades adquiridas valorizadas a preço de mercado;
- custos de funcionamento afetos à função CVEE PRE;
- medidas de atenuação de impactes de custos com a PRE;
- outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

O ajustamento total da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, tendo em conta o ajustamento provisório, considerado em tarifas para 2022, é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-55 - Cálculo do ajustamento definitivo da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2021 Real</b>
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-2	912 688
B = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	-35 399
1	Compras	1 572 285
2	Vendas	1 560 133
3	Outros custos	7 806
4	Custos de funcionamento	5 332
5	Ajustamento t-1	-349 694
6	Ajustamento t-2	-240 836
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-194 891
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	456 328
<b>C = (A) - (B)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup> em t-2</b>	<b>948 087</b>
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	30 200
<b>E = (C) + (D)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup>, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-2</b>	<b>978 287</b>
<b>F = (E) x (1 + i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1 + i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup>, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-2 atualizado para t</b>	<b>991 439</b>
G	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1	812 466
H = (G) x (1 + i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup> )	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1, atualizado para t	823 312
<b>I = (F) - (H)</b>	<b>Ajustamento do diferencial PRE<sup>1</sup> de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de t</b>	<b>168 127</b>
J	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-2	455 183
K = (9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	163 909
9	Compras	493 954
10	Vendas	526 682
11	Outros custos	2 635
12	Custos de funcionamento	5 332
13	Ajustamento t-1	-95 569
14	Ajustamento t-2	561
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	93 661
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
<b>L = (J) - (K)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>2</sup> em t-2</b>	<b>291 274</b>
<b>M = (L) x (1 + i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1 + i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>2</sup> em t-2 atualizado para t</b>	<b>295 190</b>
N	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1	252 881
O = (N) x (1 + i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup> )	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1, atualizado para t	256 257
<b>P = (M) - (O)</b>	<b>Ajustamento do diferencial PRE<sup>2</sup> de t-2 a recuperar nos proveitos permitidos de t</b>	<b>38 933</b>
<b>R = (I) + (P)</b>	<b>Ajustamento do diferencial do total PRE de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de t</b>	<b>207 060</b>
i <sub>t-2</sub> <sup>E</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,009%
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%

O ajustamento de 2021 do diferencial de custo da PRE a repercutir em 2023 no montante de 207,1 milhões de euros (Linha R) a devolver pelo CUR, resulta do desvio apurado com base em custos reais, de 1 286,6 milhões de euros (Linha F + Linha M), que é deduzido do desvio considerado provisoriamente em tarifas

para 2022, de 1 079,6 milhões de euros (Linha H + Linha O), ambos os valores encontram-se atualizados para 2023.

O ajustamento de 2021 dos custos da PRE resulta essencialmente de dois fatores: (i) alterações ocorridas ao nível do preço médio de venda da PRE, que registou um acréscimo substancial face ao previsto nas tarifas de 2021, contribuindo para um enorme aumento das receitas, (ii) valor das medidas de atenuação dos impactos dos custos com a PRE, que registaram valores reais superiores aos previstos nas tarifas para 2021, nomeadamente nas transferências de receitas dos leilões de licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

O efeito dos preços e quantidades pode ser observado no quadro seguinte:

**Quadro 4-56 – Desvios de quantidades, custos unitário de aquisição e preço de venda da PRE**

	2021 Real	Tarifas 2021	Desvio (2021-T2021)	
			Valor	%
<b>Quantidades (GWh)</b>	<b>21 699</b>	<b>22 445</b>	<b>-745</b>	<b>-3,3%</b>
PRE 1	16 223	16 443	-220	-1,3%
PRE 2	5 477	6 241	-765	-12,3%
<b>Diferencial unitário custo PRE (EUR/MWh)</b>	<b>-0,95</b>	<b>48,70</b>	<b>-49,65</b>	<b>-101,9%</b>
Preço médio de venda PRE <sup>(1)</sup>	96,17	42,05	54,12	128,7%
Custo médio PRE	95,22	90,75	4,47	4,9%

<sup>(1)</sup> Sem serviços de sistema

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE é apurado de forma diferente do preço de mercado de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes do CUR. Para o apuramento do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE são tidos em conta os perfis de aquisição da PRE, bem como os custos com desvios que lhe estão associados.

#### **AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022**

O desvio de 2022 a repercutir em 2023 é de 974,6 milhões de euros incluindo juros, à taxa EURIBOR a 12 meses, calculada com base na média diária de 1 janeiro a 15 de novembro de 2022, acrescida de 0,5 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 4-57 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2022 Estim
A	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Dez2021)	-614 854
A'	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Jun2022)	-1 334 826
Δ8	Medidas adicionais de atenuação de impactes dos custos com a PRE (Tarifas 2022 - Jun2022)	150 000
$A'' = [(A) + (A') + (\Delta 8)] / 2 - (\Delta 8)$	Diferencial da PRE <sup>1</sup> a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-1 049 840
$B = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	-1 997 041
1	Compras	1 618 625
2	Vendas	2 812 305
3	Outros custos	0
4	Custos de funcionamento	5 656
5	Ajustamento t-1	812 466
6	Ajustamento t-2	41 376
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	707 095
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE, decorrentes da legislação em vigor	662 270
<b>C = (A'') - (B)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup> em t-1</b>	<b>947 201</b>
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	29 460
<b>E = (C) + (D)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>1</sup>, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-1</b>	<b>976 661</b>
<b>F = (E) x (1+ i<sub>t-1</sub><sup>5</sup>)</b>	<b>Ajustamento provisório do diferencial PRE<sup>1</sup> de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t</b>	<b>989 698</b>
G	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Dez2021)	-84 395
G'	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Jun2022)	-140 383
$G'' = [(G) + (G')] / 2$	Diferencial da PRE <sup>2</sup> a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-112 389
$H = (9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	-97 462
9	Compras	90 462
10	Vendas	130 092
11	Outros custos	0
12	Custos de funcionamento	5 656
13	Ajustamento t-1	252 881
14	Ajustamento t-2	41 211
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	230 605
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor	0
<b>I = [(G)+(G')] /2 - (H)</b>	<b>Desvio do diferencial PRE<sup>2</sup> em t-1</b>	<b>-14 927</b>
<b>J = (I) x (1+ i<sub>t-1</sub><sup>5</sup>)</b>	<b>Ajustamento provisório do diferencial PRE<sup>2</sup> de t-1 a recuperar nos proveitos permitidos de t</b>	<b>-15 126</b>
<b>K = (F) + (J)</b>	<b>Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t</b>	<b>974 572</b>
$i_{t-1}^5$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%

O ajustamento de 2022, tem como referência a média dos proveitos anuais calculados para 2022 em dezembro de 2021 e dos proveitos anuais calculados em junho de 2022 na revisão excecional de tarifas para o 2.º semestre de 2022. Este ajustamento, a devolver pelo CUR, pode ser explicado, pelo seguinte:

- aumento significativo da atual estimativa para 2022 do preço de venda da PRE face ao previsto em tarifas para 2022;

- na PRE<sup>1</sup> estima-se uma redução de quantidades face ao previsto em tarifas para 2022, embora com um preço unitário de aquisição superior. Além disso, estima-se que os montantes das medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE previstas na legislação em vigor, sejam ligeiramente inferiores às previstas, para o qual contribui a diminuição dos preços das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> que se verificou a partir do 3.º trimestre de 2022;
- na PRE<sup>2</sup> estima-se uma redução substancial das quantidades face ao previsto para tarifas 2022, devido à transição da maioria da cogeração para regime de mercado, acompanhada de um aumento do preço unitário de aquisição devido à alteração do *mix* de produção remanescente e seus diferentes preços, mas também devido ao aumento do preço de petróleo que afeta os preços de aquisição aos cogeneradores que não transitaram para mercado.

Na estimativa para 2022, os montantes das medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, reduzem-se para 690 milhões de euros face aos 734 milhões de euros previstos na revisão excecional das tarifas de 2022 ocorrida em junho de 2022, sendo as atuais estimativas de cada medida as seguintes:

- 373,44 milhões de euros relativos à afetação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa do ano 2022<sup>81</sup>, que compara com cerca de 456 milhões de euros (306 milhões de euros previstos nas tarifas de 2022 calculadas em dezembro de 2021, acrescidos de 150 milhões de euros na fixação excecional de tarifas para o segundo semestre de 2022, calculadas em junho de 2022);
- 125,00 milhões de euros relativos à afetação do produto da CESE, que comprara com 110 milhões de euros previstos nas tarifas de 2022;
- 41,74 milhões de euros relativos às transferências para o SEN de receitas geradas pela venda de Garantias de Origem, face a 8,9 milhões de euros previstos nas tarifas de 2022;
- 3,2 milhões de euros resultantes da afetação da receita obtida com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos, face a 3,7 milhões de euros previstos nas tarifas de 2022;

---

<sup>81</sup> Conforme Despacho dos Gabinetes do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 12 de outubro de 2022.

- 125,8 milhões de euros, montante estabelecido no Despacho do Gabinete da Secretaria de Estado do Orçamento n.º 1213/2021, de 21 de setembro, sem alteração face à previsão de tarifas 2022;
- 29,46 milhões de euros do mecanismo do Decreto-Lei n.º 74/2013, sem alteração face à previsão de tarifas 2022;
- 2,5 milhões de euros da transferência para o SEN relativa às infraestruturas de ligação à zona piloto *offshore*;
- devolução de 9,4 milhões de euros aos produtores eólicos, no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, resultante das atualizações anuais das compensações e limites de preços previstos nesse diploma, conforme determinado pelo Despacho 6304/2021 do Secretário de Estado da Energia e da Instrução n.º 11/2021 da ERSE, que o operacionaliza<sup>82</sup>.

#### 4.5.1.4 AJUSTAMENTOS DA FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO A CLIENTES

Na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes do CUR são recuperados os seguintes ajustamentos:

- o ajustamento provisório da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, por aplicação da tarifa de Energia em 2022;
- o ajustamento definitivo da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, por aplicação da tarifa de Energia em 2021;
- o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2021.

O quadro seguinte sintetiza os valores para estes ajustamentos referentes a 2021 e 2022.

---

<sup>82</sup> Nos termos do n.º 1 do artigo 278.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que revogou o Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro, os centros eletroprodutores que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou de outros regimes bonificados de apoio à remuneração, atribuídos, mantidos ou prorrogados por diplomas legais anteriores, mantêm os regimes remuneratórios nas condições de atribuição até ao decurso dos respetivos prazos, nos termos em que foram estabelecidos.

**Quadro 4-58 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2022	Tarifas 2023
A	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função CVEE FC, referente a t-1	-67 433	-191 464
B	Ajustamento definitivo dos proveitos permitidos da função CVEE FC, referente a t-2	-9 335	-34 007
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, referente a t-2	1 167	2 230
<b>D = (A) + (B) + (C)</b>	<b>Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos do ano 2023</b>	<b>-75 601</b>	<b>-223 241</b>

Estes montantes, ao abrigo do artigo 129.º do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição.

**AJUSTAMENTOS DE 2021**

Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

De acordo com o artigo 106.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, 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 na função CVEE FC referente a 2021 a repercutir nas tarifas de 2023 é de 34,0 milhões de euros, a devolver ao CUR, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-59.

Quadro 4-59 - Cálculo do ajustamento definitivo na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2021 Real
A = (1) x (2) + (3) + (4) + (5)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	250 005
1	Custo médio de aquisição (EUR/MWh)	89,76
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	2 730
3	Desvio por gestão de carteira	967
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
5	Outros custos	3 955
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	2 179
<b>C = (A) + (B)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-2</b>	<b>252 184</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos faturados com a aplicação da Tarifa de Energia em t-2, deduzida de aditividade e sobreproveito</b>	<b>151 202</b>
E = (D) - (C)	Desvio nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2	-100 983
<b>F = (E) x (1 + i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1 + i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica em t-2, atualizados para t</b>	<b>-102 340</b>
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	-67 433
<b>H = (G) x (1 + i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>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</b>	<b>-68 333</b>
<b>I = (F) - (H)</b>	<b>Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2 a repercutir em t</b>	<b>-34 007</b>
i <sub>t-2</sub> <sup>E</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,009%
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%

Aquando da definição das tarifas para 2021, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR<sup>83</sup>, 45,03 €/MWh, foi inferior ao ocorrido, 112,20 €/MWh.

<sup>83</sup> Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado

**Quadro 4-60 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR**

	2021P em T2021	2021
Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	45,03	112,20
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	45,52	53,36
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	21%	48%

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon, REN, EDP

Esta diferença do custo médio de aquisição de energia elétrica entre o valor real de 2021 e o valor implícito nas tarifas de 2021 reflete os desvios entre os valores previstos e verificados de alguns dos principais fatores explicativos apresentados no Quadro 4-61 infra.

**Quadro 4-61 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2021**

	2021P em T2021	2021
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	38,23	59,84
Média do preço diário do carvão API#2, em EUR (EUR/ton)	47,49	101,48
Preço médio anual das licenças de CO <sub>2</sub> nos mercados internacionais (EUR/ton)	28,45	59,68
Energia produzida pelo total dos PRE com remuneração garantida (GWh)	22 444,95	21 699,46
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,93

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon, REN, EDP

A evolução do preço das *commodities* relacionadas com o preço da energia elétrica no mercado grossista foram alguns dos fatores explicativos, entre outros, da evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica. O preço do carvão, 114% acima dos valores previstos, em conjunto com o aumento do preço de petróleo (+57%) e do preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> (+110%), face ao valor implícito nas tarifas de

2021, foram fatores que tiveram uma influência muito significativa para o maior valor do custo médio de aquisição do CUR face ao previsto.

#### 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 157.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio. 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.

Em 2021 o desvio atualizado para 2023 atinge o montante de 2,2 milhões de euros.

#### Quadro 4-62 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2021 Real
<b>A</b>	<b>Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais</b>	<b>437 790</b>
1	Energia	151 202
2	Uso Global do Sistema	149 243
3	Uso da Rede de Transporte	15 180
4	Uso da Rede de Distribuição	95 270
5	OLMC	165
6	Comercialização	22 274
<b>B = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)</b>	<b>Proveitos que resultam da faturação</b>	<b>433 334</b>
<b>C</b>	<b>Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória</b>	<b>2 255</b>
<b>D = (A) - (B) - (C)</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2</b>	<b>2 201</b>
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,009%
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%
<b>E = (D) x (1+ <math>i_{t-2}^E</math>) x (1+ <math>i_{t-1}^E</math>)</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2, atualizado para t</b>	<b>2 230</b>

#### AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022

De acordo com o artigo 106.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio,

o ajustamento dos proveitos permitidos da Função 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. De salientar que esta última parcela é a soma dos custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes e dos custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1.

O ajustamento referente a 2022 a repercutir nas tarifas de 2023 é de 191,5 milhões de euros a receber pela empresa, de acordo com o apresentado no Quadro 4-63. O montante de ajustamento tem origem, principalmente, no aumento de 60% para o custo unitário do CUR, agora estimado para 2022, face ao previsto em 2021, e no aumento de 43% estimado das quantidades adquiridas face ao previsto.

Neste quadro observa-se a estimativa para 2022 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 em 2021, 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 2023» encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2022 e previsões para 2023 consideradas pela ERSE.

Quadro 4-63 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR
		2022 Estim
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	541 069
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	169,20
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 198
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	2 428
<b>C = (A) + (B)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-1</b>	<b>543 497</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos previstos faturar por aplicação da Tarifa de Energia a clientes finais em t-1</b>	<b>354 555</b>
E = (D) - (C)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1	-188 942
<b>F = (E) x (1+ i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Ajustamento provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1, a repercutir em t</b>	<b>-191 464</b>
i <sub>t-1</sub> <sup>E</sup>	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%

#### 4.5.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

##### 4.5.2.1 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, 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 2023 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do artigo 130.º do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

Para as parcelas previstas nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 4-64.

**Quadro 4-64 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2022 (Dez2021)	Tarifas 2022 (Jun2022)	Tarifas 2023
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano <i>t</i>	165	165	145
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano <i>t</i>	6 124	-60 753	-300 590
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano <i>t</i>	13 622	13 622	19 560
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano <i>t</i>	83 143	83 143	101 038
<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano <i>t</i></b>	<b>103 054</b>	<b>36 177</b>	<b>-179 846</b>

#### 4.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização tem sido regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX<sup>84</sup>, acrescida da remuneração do fundo de maneo. 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, passou a reportar investimentos também na atividade de Comercialização, ou seja, por opção, transferiu os investimentos da atividade de Compra e Venda de Energia para a atividade de Comercialização.

Assim, adicionalmente à componente de OPEX regulada por *price-cap*, foi incluída nos proveitos permitidos desta atividade uma componente de CAPEX regulada por uma metodologia do tipo *rate of return*. Importa referir que os investimentos propostos estão sujeitos à avaliação da ERSE.

<sup>84</sup> Custos de exploração do inglês, *Operational Expenditure*.

Ainda no que respeita aos investimentos, importa referir 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 sujeito à avaliação pela ERSE da natureza desses custos e dos seus impactes económicos. A avaliação realizada não justificou a consideração pela ERSE de uma parcela desta natureza nos proveitos permitidos para 2023.

#### 4.5.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à SU Eletricidade na atividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no artigo 132.º do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

Quadro 4-65 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2022	Tarifas 2023
1	Amortizações do ativo fixo em NT	81	159
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em NT	315	649
3	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%
4	Ajustamento de t-1 do CAPEX em NT	0	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 (€/consumidor)	103,65701	104,41717
7	Número de consumidores médio, em NT	347	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	10	-23
10	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	44	-20
<b>A = (1)+(2)*(3)+(4)+(5)+(6)*(7)/1000+(8)+(9)+(10)</b>		<b>121</b>	<b>357</b>
<b>B</b>		<b>10</b>	<b>-23</b>
<b>C = A - B</b>		<b>111</b>	<b>380</b>
11	Amortizações do ativo fixo em BTE	53	68
12	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em BTE	217	232
13	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%
14	Ajustamento de t-1 do CAPEX em BTE	0	-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 (€/consumidor)	86,55059	87,18531
17	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	513	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	-16	-26
20	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	32	71
<b>D = (11)+(12)*(13)+(14)+(15)+(16)*(17)/1000+(18)+(19)-(20)</b>		<b>90</b>	<b>98</b>
<b>E</b>		<b>-16</b>	<b>-26</b>
<b>F = D - E</b>		<b>105</b>	<b>124</b>
21	Amortizações do ativo fixo em BT	1 844	2 289
22	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em BT	7 773	7 977
23	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%
24	Ajustamento de t-1 do CAPEX em BTN	0	-107
25	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	7 148	7 200
26	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (€/consumidor)	12,75425	12,84778
27	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	840 632	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	-926	-510
30	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	-851	430
<b>G = (21)+(22)*(23)+(24)+(25)+(26)*(27)/1000+(28)+(29)-(30)</b>		<b>20 004</b>	<b>20 739</b>
<b>H</b>		<b>-926</b>	<b>-510</b>
<b>I = G - H</b>		<b>20 929</b>	<b>21 249</b>
<b>J = A + D + G</b>		<b>20 214</b>	<b>21 195</b>
<b>K = B + E + H</b>		<b>-931</b>	<b>-559</b>
<b>L = J - K</b>		<b>21 146</b>	<b>21 753</b>
<b>Sobreprovento associado à tarifa transitória nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro, na redação vigente.</b>		<b>-270</b>	<b>0</b>
<b>Sobreprovento associado à tarifa transitória de venda a clientes finais</b>		<b>-270</b>	<b>0</b>
		<b>-135</b>	

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.

(2) Os montantes do sobreprovento apresentados para tarifas de 2022 correspondem aos valores previstos em dezembro de 2021 (-270 milhares de euros) e em junho de 2022 (-135 milhares de euros). Este último já considera valor nulo para a segunda metade do ano,

equivalendo à média entre o valor previsto em dezembro de 2021 e zero.

#### **DEVOLUÇÃO DE CRÉDITOS AOS CONSUMIDORES**

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 2016 com referência a 31 de dezembro de 2021. O valor total a considerar em tarifas de 2023 ascende a 559 milhares de euros.

Este valor é deduzido aos proveitos permitidos da atividade de comercialização do CUR na rubrica associada ao diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e é recuperado pelos consumidores através da tarifa de UGS.

#### **4.5.3.2 AJUSTAMENTOS**

##### **AJUSTAMENTOS DEFINITIVOS DE 2021**

De acordo com o n.º 5 do artigo 109.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2021 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 2021.

O Quadro 4-66 compara os valores verificados em 2021 com os previstos em 2020 no cálculo das tarifas de 2021. O desvio a repercutir nas tarifas de 2023 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2021 e os proveitos a recuperar da atividade de comercialização em cada nível de tensão deduzidos do diferencial, recalculados com os valores reais. Esta diferença totaliza 481 milhares de euros, conforme apresentado no quadro seguinte, e resulta do aumento do número de consumidores face ao que foi previsto em tarifas de 2021.

Quadro 4-66 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		2021	Tarifas 2021
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	29	29
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	76,71051	76,71051
3	Número de consumidores médio, em NT	733	278
4	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	0	0
5	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-43	-43
6	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	48	48
<b>A</b>	<b>Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>-6</b>	<b>-41</b>
<b>B</b>	<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)</b>	<b>-43</b>	<b>-43</b>
<b>C = A - B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT</b>	<b>38</b>	<b>3</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT</b>	<b>18</b>	
<b>E = D - A + B</b>	<b>Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em t-2</b>	<b>-20</b>	
<b>F = E x (1+i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1+i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a t-2</b>	<b>-20</b>	
7	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	36	36
8	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/consumidor)	45,13941	45,13941
9	Número de consumidores médio, em BTE	1 376	564
10	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	0	0
11	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-47	-47
12	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-11	-11
<b>A'</b>	<b>Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>62</b>	<b>25</b>
<b>B'</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE</b>	<b>-47</b>	<b>-47</b>
<b>C' = A' - B'</b>	<b>Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE</b>	<b>109</b>	<b>72</b>
<b>D'</b>	<b>Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE</b>	<b>179</b>	
<b>E' = D' - A' + B'</b>	<b>Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em t-2</b>	<b>70</b>	
<b>F' = E' x (1+i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1+i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a t-2</b>	<b>71</b>	
13	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	10 105	10 105
14	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (€/consumidor)	11,84636	11,84636
15	Número de consumidores médio, em BTN	945 785	906 645
16	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	0	0
17	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-1 219	-1 219
17	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	-344	-344
<b>A''</b>	<b>Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>20 434</b>	<b>19 970</b>
<b>B''</b>	<b>Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN</b>	<b>-1 219</b>	<b>-1 219</b>
<b>C'' = A'' - B''</b>	<b>Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN</b>	<b>21 653</b>	<b>21 189</b>
<b>D''</b>	<b>Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN</b>	<b>22 077</b>	
<b>E'' = D'' - A'' + B''</b>	<b>Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em t-2</b>	<b>425</b>	
<b>F'' = E'' x (1+i<sub>t-2</sub><sup>E</sup>) x (1+i<sub>t-1</sub><sup>E</sup>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a t-2</b>	<b>430</b>	
<b>G = F + F' + F''</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a t-2</b>	<b>481</b>	
$i_{t-2}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,009%	
$i_{t-1}^E$	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	1,335%	

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX, de acordo com o disposto no artigo 156.º do Regulamento Tarifário em vigor, referente ao ano de 2022 da comercialização, para os níveis de tensão de NT, BTE e BTN, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor total a devolver pela empresa, que decorre da diminuição dos valores totais de amortizações e de ativo a remunerar, é de cerca de 79 milhares de euros, para a atividade da comercialização, conforme apresentado nos quadros seguintes.

**Quadro 4-67 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2022 da Comercialização em NT**

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2022	2022 em 2022
		Tarifas 2023	Tarifas 2023
1	Amortizações dos activos fixos	81	100
2	Valor médio dos activos fixos	315	482
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	4,70%	5,05%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	95	125
B = $A_{t-1} - A_{t-1 \text{ em } t-1}$ Ajustamento NT sem juros			29
$i_{t-1D}$	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>		1,335%
C = $(1 + i_{t-1D}) * B$ Ajustamento NT com juros			30

**Quadro 4-68 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2022 da Comercialização em BTE**

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2022	2022 em 2022
		Tarifas 2023	Tarifas 2023
1	Amortizações dos activos fixos	53	51
2	Valor médio dos activos fixos	217	212
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	4,70%	5,05%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	63	61
B = $A_{t-1} - A_{t-1 \text{ em } t-1}$ Ajustamento NT sem juros			-2
$i_{t-1D}$	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>		1,335%
C = $(1 + i_{t-1D}) * B$ Ajustamento NT com juros			-2

**Quadro 4-69 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2022 da Comercialização em BTN**

Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR	
		Tarifas 2022	2022 em 2022
		Tarifas 2023	Tarifas 2023
1	Amortizações dos activos fixos	1 844	1 738
2	Valor médio dos activos fixos	7 773	7 246
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	4,70%	5,05%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	2 209	2 103
B = $A_{t-1} - A_{t-1 \text{ em } t-1}$ Ajustamento NT sem juros			-106
$i_{t-1D}$	Taxa de juro euribor a doze meses de t-1, acrescida de <i>spread</i>		1,335%
C = $(1 + i_{t-1D}) * B$ Ajustamento NT com juros			-107

#### 4.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA 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 OPEX<sup>85</sup>, através da revisão das bases de custo e da definição de metas eficiência adequadas face ao desempenho da empresa nos períodos regulatórios anteriores.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar às atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, de Distribuição de Energia Elétrica e 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 respeitante às atividades reguladas da EDA, tendo em vista a elaboração das tarifas para 2023.

##### TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EDA

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», publicado em dezembro de 2021, as taxas de remuneração previstas aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, para o atual período de regulação, são indexadas à evolução das *yields* das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2023, as taxas a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, são de 4,75%, 5,05% e de 5,05%, respetivamente.

---

<sup>85</sup> Operational Expenditure (corresponde de um modo geral aos gastos operacionais, sem amortizações)

#### 4.6.1 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 CAPEX<sup>86</sup>, 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.

##### 4.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

#### CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 4-70 e na Figura 4-20 apresentam-se os custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA. O custo unitário variável da energia elétrica emitida pelas centrais da EDA considerado nas tarifas para 2023 é superior em cerca de 33% face ao previsto nas tarifas de 2022, mas inferior ao estimado para 2022, em cerca de 5%.

**Quadro 4-70 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA**

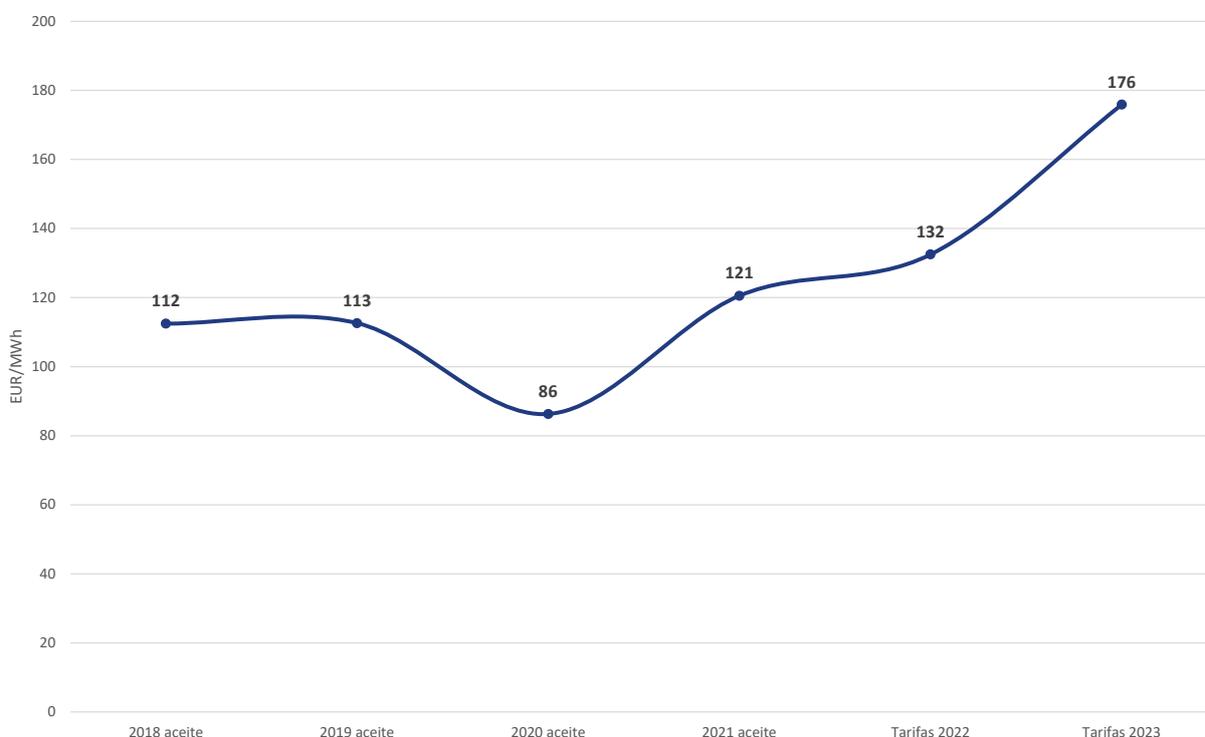
Unidade (*)	2021 aceite	Tarifas 2022	2022 em 2022	Evolução anual %	Tarifas 2023	Evolução anual %		
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$	
Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA	EUR/MWh	120,5	132,5	184,3	53%	175,9	33%	-5%

Nota: Não inclui custos com licenças de emissão de CO<sub>2</sub>.

A figura seguinte permite visualizar para o período 2018 a 2023, a evolução dos custos unitários das centrais térmicas da EDA, sem custos com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, com os valores definitivos (“aceite”) até 2021 e os valores previstos nas tarifas de 2022 e de 2023.

<sup>86</sup> Capital Expenditure (custo com capital, isto é, remuneração do ativo líquido e as amortizações)

Figura 4-20 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



O Quadro 4-71 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

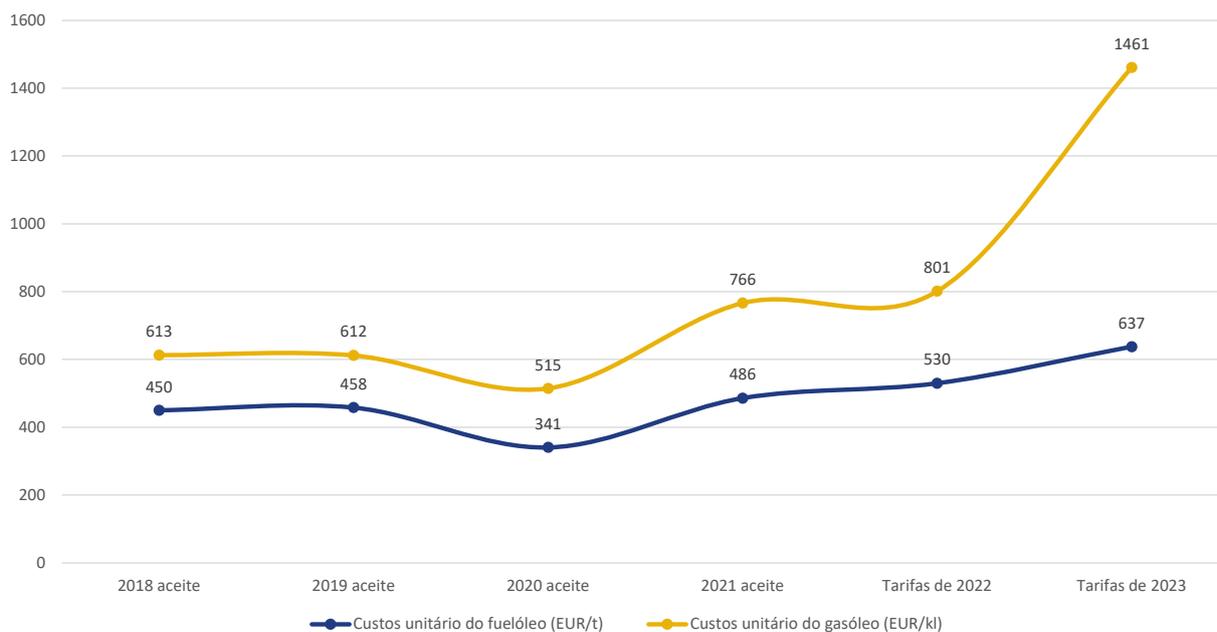
Quadro 4-71 - Custo unitário dos combustíveis

	Unidade	2021 aceite	Tarifas 2022	2022 em 2022	Evolução anual %	Tarifas 2023	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	485,8	529,6	691,0	42%	637,5	20%	-8%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	766,4	801,2	1444,4	88%	1461,0	82%	1%

Observa-se que no ano de 2021, os custos unitários aceites com combustíveis atingiram valores de 485,8 EUR/t e 766,4 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As estimativas da ERSE para o ano de 2022, revelam uma expectativa de aumento dos preços do fuelóleo e do gasóleo. Relativamente aos valores implícitos nas tarifas de 2022, prevê-se que em 2023 os preços do fuelóleo sejam superiores em 20% no fuelóleo e 82% no gasóleo, para o mesmo termo de comparação.

A Figura 4-21 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 2018 e 2021 e os previstos nas tarifas de 2022 e de 2023. Estes últimos atingem os valores máximos no período em análise, principalmente ao nível do gasóleo.

Figura 4-21 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



## CUSTOS COM FUELÓLEO E GASÓLEO

Desde o período de regulação iniciado em 2009, são aplicadas metas de ganhos de eficiência nas atividades de distribuição e comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo. A definição destes parâmetros teve por base um estudo realizado por um consultor externo.

A ERSE ao impor metas de eficiência apenas aos custos com a aquisição de fuelóleo, poderia estar a dar um sinal errado no que se refere à escolha das melhores formas de utilização de combustíveis por parte das RA. Neste contexto, surgiu, posteriormente, a necessidade de proceder não só à atualização do estudo anterior, no que se refere ao processo de aquisição de fuelóleo, como também alargar o seu âmbito aos restantes combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, nomeadamente ao gasóleo e ao gás natural.

A ERSE definiu os valores para 2015 a 2017 com base na análise efetuada no novo estudo “*Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity*”, que foi concluído em novembro de 2016. Com base nos resultados da aplicação da metodologia resultante deste estudo, para os anos de 2015, 2016 e estimativas para 2017, a ERSE na preparação do período de regulação que se iniciava em 2018 entendeu haver necessidade de rever alguns parâmetros. Assim no documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020», de dezembro de 2017, referem-se as alterações introduzidas nos mecanismos de aceitação dos custos com combustíveis nas Regiões Autónomas.

Posteriormente, surgiram novos aspetos relacionados com a aquisição dos vários tipos de combustíveis utilizados nas Regiões Autónomas, em particular os seguintes fatores: i) previsível utilização de fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, sendo necessário redefinir os mercados de referência e o tipo de produto a considerar; ii) aumento dos custos de transporte dos combustíveis com aplicação das novas diretivas da International Maritime Organization (IMO); iii) renegociação dos contratos de fornecimento de combustíveis, em particular no caso da EEM; iv) reavaliação dos custos padrão de algumas instalações de armazenamento de combustíveis, em particular do caso das instalações de gás natural da Madeira. ; v) fim da isenção de pagamento do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP) sobre combustíveis utilizados na produção de energia elétrica (gasóleo e fuelóleo) 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.

Posteriormente, 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 e aplicam-se ao período de regulação 2022-2025.

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. Estas alterações aplicam-se ao período de regulação 2022-2025.

Esta revisão excecional pressupõe 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 Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 4-72 apresenta o cálculo dos custos previstos aceitar com a aquisição de fuelóleo em 2023.

**Quadro 4-72 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2023**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo previsto para o ano t (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes previstos para o ano t (s/ custos transporte terrestre) €
	(1)		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)
São Miguel	570,56		53 537	1 614 961		32 160 818
Terceira	570,56		27 595	1 036 274		16 780 897
Pico		730,64	9 337	256 191	204 509	7 282 800
Faial		730,64	9 297	250 598	332 944	7 376 031
<b>Total</b>			<b>99 766</b>	<b>3 158 023</b>	<b>537 453</b>	<b>63 600 546</b>

O Quadro 4-73 apresenta o cálculo dos custos previstos aceitar com a aquisição de gasóleo, em 2023.

Quadro 4-73 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2023

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo previsto para o ano t (kg/l)	Custos eficientes previstos para o ano t
	(1)	(2)	(3)=(1)*(2)
Santa Maria	1,464	5 148 197	7 534 801
São Miguel	1,434	507 143	727 233
Terceira	1,434	400 635	574 503
Graciosa	1,464	1 351 832	1 978 515
São Jorge	1,464	6 530 904	9 558 505
Pico	1,434	265 444	380 642
Faial	1,434	274 462	393 573
Flores	1,464	1 690 782	2 474 596
Corvo	1,464	468 098	685 099
<b>Total</b>	<b>1,461</b>	<b>16 637 497</b>	<b>24 307 466</b>

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 CO<sub>2</sub>, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%, em 2025. Assim, para 2023, 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 adição sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, que neste caso incide apenas sobre os combustíveis consumidos nas centrais não enquadradas pelo CELE.

#### CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA), estima-se que este decresça em 2022 face ao ocorrido em 2021 em 0,9%, como mostra o Quadro 4-74. Para 2023, o valor deverá apresentar um aumento de 6,4% face ao previsto em tarifas de 2022.

**Quadro 4-74 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente**

	Unidade	2021 aceite	Tarifas 2022	2022 em 2022	Evolução anual %	Tarifas 2023	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário SIA	EUR/MWh	107,4	105,7	106,4	-0,9%	112,6	6,4%	5,7%

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 2021, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO<sub>2</sub>) aceite no ajustamento situou-se nos 120,5 EUR/MWh (Quadro 4-70), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 107,4 EUR/MWh (Quadro 4-74). Para as tarifas de 2023, prevê-se a tendência de aumento acentuado dos preços dos combustíveis, com o custo variável unitário das centrais térmicas, 175,9 EUR/MWh (Quadro 4-70), a ser bastante superior ao custo previsto da energia adquirida ao SIA que deverá rondar os 112,6 EUR/MWh (Quadro 4-74).

Uma vez que a EDA não facultou informação real e auditada que permitisse validar em definitivo o preço de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Gracióllica para 2021 no âmbito do PPA, a ERSE considera, provisoriamente, o valor de 287,4 €/MWh, reservando-se na possibilidade de rever o valor ulteriormente.

Para que a ERSE possa aprovar os valores finais relativos ao preço de aquisição de eletricidade no âmbito do projeto da Gracióllica para efeitos tarifários, a EDA terá de enviar à ERSE nos prazos estipulados no RT para envio das contas reguladas, os dados atualizados, validados pela EDA, relativos à execução do modelo financeiro que suporta aquele preço nos termos do PPA, bem como o relatório e contas auditado da Gracióllica, relativos aos anos de 2021 e posteriores.

## 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 4-75 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2022 e para tarifas 2023.

**Quadro 4-75 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2022	Tarifas 2023	Variação (%)
<b>a</b>	<b>Custos de exploração sujeitos a eficiência</b>	<b>13 571</b>	<b>13 569</b>	<b>0,0%</b>
<b>b</b>	<b>Custos com a operação e manutenção de equipamentos</b>	<b>9 501</b>	<b>10 962</b>	<b>15,4%</b>
<b>c = 1 + 2</b>	<b>Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE:</b>	<b>1 196</b>	<b>1 686</b>	<b>40,9%</b>
1	Lubrificantes	1 144	1 637	43,1%
2	Amónia	53	49	-7,0%
<b>d = 3 + 4</b>	<b>Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:</b>	<b>18 723</b>	<b>25 413</b>	<b>35,7%</b>
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	573	608	6,0%
4	Custos com o CO2	18 150	24 805	36,7%
<b>e = a+b+c+d</b>	<b>Custos de exploração aceites</b>	<b>42 991</b>	<b>51 629</b>	<b>20,1%</b>

Estes custos incluem custos com operação e manutenção de equipamentos, lubrificantes e amónia que são aceites pela ERSE na sua totalidade. Foram ainda incluídos os custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais e os custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. Apenas os custos de exploração da empresa e os custos com os combustíveis estão sujeitos a uma meta de eficiência.

Relativamente à inclusão dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> desde 2014, registe-se que os montantes aceites para o cálculo dos proveitos permitidos (24,805 milhões de euros) têm implícitos as quantidades que a EDA prevê utilizar (29 105 ton) e o preço previsto para 2023 de 77,84 EUR/ton.

## CUSTOS COM A TARIFA SOCIAL

A tarifa social tem o enquadramento legal descrito no ponto 4.4.1, sendo que para o ano de 2023 foi determinado pelo membro do Governo responsável pela área da energia 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 2023 (3 302 milhares de euros) e os ajustamentos dos montantes descontados em 2021 e 2022 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.

#### **PROVEITOS PERMITIDOS NA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA NA RAA**

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 Regulamento Tarifário em vigor, cujos valores se apresentam no Quadro 4-76.

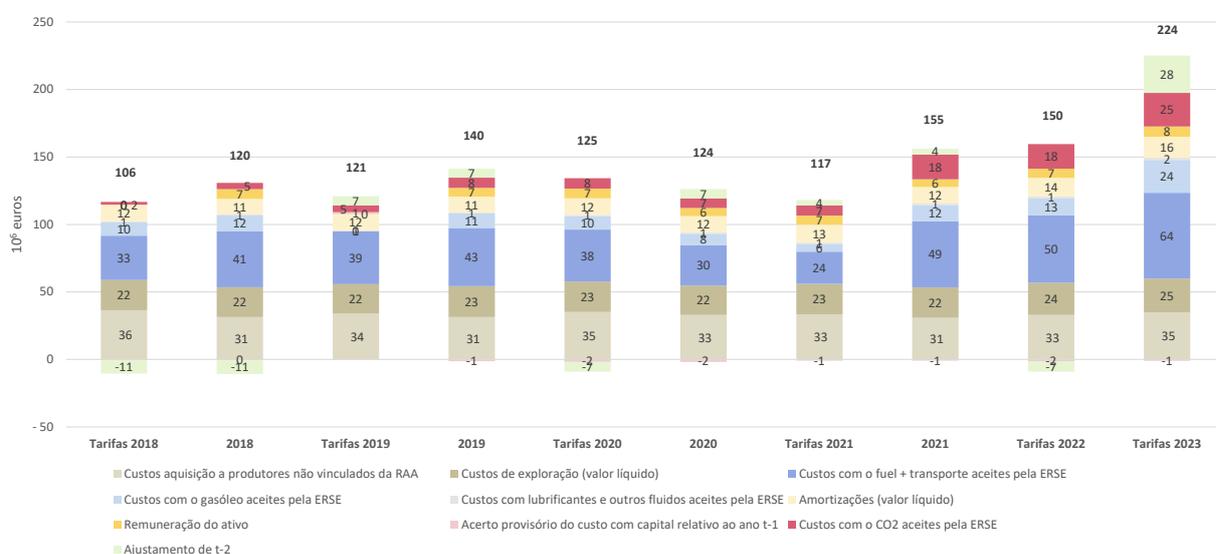
Quadro 4-76 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas de 2022	Tarifas de 2023	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	33 096	34 734	4,9%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	13 772	15 584	13,2%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	153 665	159 379	3,7%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,40%	4,75%	7,9%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 608	-1 075	-33,2%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	13 571	13 569	0,0%
7	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,48%	24,8%
8	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50%	1,50%	0,0%
9	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	9 501	10 962	15,4%
10	Custos com o fuel aceites pela ERSE	50 050	63 601	27,1%
11	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	573	608	6,0%
12	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	12 841	24 307	89,3%
13	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	1 144	1 637	43,1%
14	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	53	49	-7,0%
15	Custos com o CO <sub>2</sub> aceites pela ERSE	18 150	24 805	36,7%
16	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	7 421	-27 740	-473,8%
18	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
<b>A</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>150 481</b>	<b>224 084</b>	<b>48,9%</b>
19	Emissão para a rede (MWh)	799 583	819 271	2,5%
<b>B=</b> $\frac{(A-5+17+18)}{19} \cdot 1000$	<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)</b>	<b>199,49</b>	<b>240,97</b>	<b>20,8%</b>
Desconto previsto por aplicação da tarifa social		-2 886	-3 302	
Desconto previsto por aplicação da tarifa social		-2 896		

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 48,9%. Não considerando os ajustamentos de t-2 e de t-1, a variação traduz-se igualmente no aumento dos proveitos unitários em 20,8%.

A Figura 4-22 apresenta a evolução dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA, decompondo-os por rúbricas de custo e comparando os valores previstos em tarifas, com os valores definitivos considerados no cálculo dos ajustamentos. Esta figura permite concluir que, para além dos ajustamentos, os custos com gasóleo e os custos com o CO<sub>2</sub> são as principais rubricas responsáveis pela variação dos proveitos permitidos desta atividade.

Figura 4-22 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA



#### 4.6.1.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2021

De acordo com o n.º 6 do artigo 111.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento em 2023 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2021, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 128,383 milhões de euros (linha B) e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 111.º aos valores verificados em 2021, de 154,998 milhões de euros (linha A), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de 0,852 milhões de euros (linha 22). Este desvio é atualizado para 2023, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, acrescida de *spread* de 0,50% e EURIBOR.

O Quadro 4-77 permite comparar os valores verificados em 2021 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2021 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2023.

Quadro 4-77 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		Tarifas de 2021	Aceite em 2021	Diferença Aceite - Tarifas	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	33 403	30 944	-2 459	-7,36%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	13 244	12 274	-971	-7,33%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	150 339	125 454	-24 885	-16,55%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,60%	4,51%	-0,09%	-1,96%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-921	-921	0	0,00%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	12 768	12 768	0	0,00%
7	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,32%	2,32%	0,00%	0,00%
8	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50%	1,50%	0,00%	0,00%
9	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	9 540	9 085	-455	-4,77%
10	Custos com o fuel aceites pela ERSE	23 701	48 936	25 236	106,48%
11	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	388	611	223	57,54%
12	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	5 949	12 163	6 214	104,47%
13	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	686	986	300	43,69%
14	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	70	20	-50	-71,46%
15	Custos com o CO <sub>2</sub> aceites pela ERSE	7 340	18 438	11 098	151,19%
16	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-4 210	-4 210	0	0,00%
18	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	167	167	
<b>A</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>117 287</b>	<b>154 998</b>	<b>37 712</b>	<b>32,2%</b>
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de UGS e URT às entregas da entidade concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA		91 076		
20	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS		37 307		
21	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA		0		
<b>B</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>		<b>128 383</b>		
22	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA		852		
<b>C</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2, antes de acerto do CAPEX, sem juros</b>		<b>-25 764</b>		
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2		-0,491%		
24	Spread no ano t-2, em pontos percentuais.		0,500%		
25	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/09		0,835%		
26	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.		0,500%		
<b>D</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2, antes de acerto do CAPEX</b>		<b>-26 110</b>		
27	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1		-1 608		
<b>E</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2 com acerto provisório de CAPEX</b>		<b>-27 740</b>		

Este montante do ajustamento a receber pela empresa resulta do aumento significativo dos custos aceites com o fuelóleo e gasóleo, custos com a aquisição de energia a produtores independentes e dos custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. As análises explicativas dos ajustamentos, são desenvolvidos nos pontos que se seguem.

De referir ainda que o ajustamento de 2021 inclui um montante de 167 mil euros relativo a um acerto extraordinário de 2019. Este acerto decorre das primeiras conclusões de uma ação de fiscalização que a ERSE está a desenvolver, onde se identificou a repercussão indevida de custos do projeto Graciólica.

#### 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 2021 inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 7%. Tal é explicado pela diminuição das quantidades adquiridas em cerca de 9,2% (Quadro 4-78).

**Quadro 4-78 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA**

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (€/MWh)			Custo Total aceite (10 <sup>3</sup> EUR)		
	2021	T2021	Variação %	2021	T2021	Variação %	2021	T2021	Variação %
Hídrica	34 798	31 291	11,2%	101,10	101,20	-0,1%	3 518	3 167	11,1%
Geotermia	158 754	187 244	-15,2%	101,10	101,20	-0,1%	16 050	18 949	-15,3%
Eólica	78 910	80 407	-1,9%	119,49	114,25	4,6%	9 429	9 186	2,6%
Térmica				0,00	0,00		0	0	
Biogás	653	544	20,1%	109,80	101,20	8,5%	72	55	30,3%
RSU	13 122	14 280	-8,1%	111,10	111,10	0,0%	1 458	1 587	-8,1%
Fotovoltaica	1 535	3 214	-52,3%	226,18	120,86	87,1%	347	388	-10,7%
Eólica Microgeração				0,00	0,00		0	0	
Fotovoltaica Microgeração	424	374	13,5%	164,31	189,76		70	71	-1,8%
<b>Total</b>	<b>288 196</b>	<b>317 354</b>	<b>-9,2%</b>	<b>107,37</b>	<b>105,26</b>	<b>2,0%</b>	<b>30 944</b>	<b>33 403</b>	<b>-7,4%</b>

#### 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 4-79 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

**Quadro 4-79 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados**

	Tarifas 2021	2021 EDA real	2021 ERSE real	2021 EDA real / Tarifas 2021	2021 ERSE real / Tarifas 2021	2021 ERSE real / 2021 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	Unid: 10 <sup>3</sup> EUR			%		
Fuelóleo	23 701	48 441	48 936	104,4%	106,5%	1,0%
Gasóleo	5 949	12 994	12 163	118,4%	104,5%	-6,4%
Lubrificantes	686	986	986	43,7%	43,7%	0,0%
Amónia	70	20	20	-71,5%	-71,5%	0,0%
<b>Total</b>	<b>30 406</b>	<b>62 441</b>	<b>62 106</b>	<b>105,4%</b>	<b>104,3%</b>	<b>-0,5%</b>

Observa-se que, em 2021, os custos com os combustíveis e lubrificantes, aceites pela ERSE, foram superiores aos previstos nas Tarifas 2021 em 104% (32 milhões de euros). O cálculo do ajustamento de 2021 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 2016 efetuado pela DNV, com vista a incentivar a empresa a adquirir os combustíveis a um preço mais eficiente. Este tema é desenvolvido no ponto seguinte.

#### Custos de referência para a aquisição de combustíveis na RAA

Tal como referido anteriormente, no período de regulação iniciado em 2009 foi aplicada pela primeira vez uma metodologia para a aquisição do fuelóleo nas RA, baseada na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência para a aquisição do fuelóleo.

Os ajustamentos a estes custos relativos a 2021 são ainda efetuados ao abrigo do estudo concluído em 2016, no qual foram redefinidos os custos eficientes de aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas, bem como foi alargado o seu âmbito aos custos com aos restantes combustíveis consumidos.

O Quadro 4-80 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

**Quadro 4-80 - 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) €	Custos não aceites €
	(1)		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)	(6)	(7)=(5)-(6)
São Miguel	431,92		55 734	1 878 095		25 950 993	25 701 885	249 108
Terceira	431,92		26 649	1 396 121		12 906 505	12 701 748	204 757
Pico		480,29	9 123	279 622	252 395	4 913 739	4 875 475	38 264
Faial		480,29	9 219	277 594	459 655	5 164 970	4 767 744	397 225
<b>Total</b>			<b>100 725</b>	<b>3 831 432</b>	<b>712 050</b>	<b>48 936 207</b>	<b>48 046 852</b>	<b>889 354</b>

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 4-81.

Quadro 4-81 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2021		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total 10 <sup>3</sup> EUR
Central Termoeléctrica SMG	55 734	5,95	332
Central Termoeléctrica TER	26 649	4,58	122
Central Termoeléctrica PIC	9 123	8,58	78
Central Termoeléctrica FAI	9 219	8,58	79
<b>Total</b>	<b>100 725</b>	<b>6,06</b>	<b>611</b>

O Quadro 4-82 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao gasóleo e a comparação com os custos reais.

Quadro 4-82 - 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 (4)=(1)*(2)+(3)	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)=(4)-(5)
Santa Maria	0,700	4 697 002	288 966	3 577 394	3 405 093	172 301
São Miguel	0,685	378 882	5 699	265 352	221 579	43 773
Terceira	0,685	489 233	59 621	394 898	311 970	82 929
Graciosa	0,700	1 394 560	283 642	1 259 991	1 016 919	243 072
São Jorge	0,700	6 537 552	129 612	4 706 632	4 742 770	-36 138
Pico	0,685	274 012	104 056	291 840	192 579	99 260
Faial	0,685	223 018	71 455	224 292	141 950	82 342
Flores	0,700	1 404 616	128 518	1 111 907	1 037 077	74 829
Corvo	0,700	472 322	0	330 678	355 732	-25 054
<b>Total</b>		<b>15 871 197</b>	<b>1 071 571</b>	<b>12 162 983</b>	<b>11 425 669</b>	<b>737 314</b>

### Licenças de CO<sub>2</sub>

No âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), as licenças de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) representam um custo variável de produção e constituem um ativo que as centrais passaram a deter a partir de 2008. Assim, considerou-se importante incluir este tema no âmbito dos incentivos. Uma vez que a atividade de produção nas Regiões Autónomas é regulada pela ERSE, o âmbito do incentivo à gestão eficiente das licenças de emissão CO<sub>2</sub> incluiu estas regiões.

Dadas as alterações legislativas e as incertezas associadas ao período de cumprimento (2012 – 2020), a ERSE revogou o Despacho da ERSE n.º 11210/2008, de 17 de abril, estabelecendo a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, no seguimento de um novo enquadramento legal do mecanismo de CELE, o que, por sua vez, ditou alterações quer no funcionamento dos mercados de emissões, quer nas valorizações das mesmas, com impacto no funcionamento do setor elétrico português.

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> visava otimizar a gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> das centrais com CAE não cessados (complementando o mecanismo anterior), assim como das centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores e EEM - Empresa de Electricidade da Madeira (cujos custos de produção são regulados pela ERSE), respetivamente na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

Com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro, que estabeleceu o Incentivo para a gestão otimizada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, foi revogada na sua totalidade.

Assim, em 2021, devido à inexistência de um quadro regulamentar relativo ao regime de incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM, não se aplica o incentivo associado às compras de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM, sem prejuízo da ERSE suscitar em consulta a sua eventual continuidade.

#### Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores, calculado de acordo com o artigo 160.º, do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, 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 RAA<sup>87</sup>.

Em 2021, este ajustamento foi de 0,852 milhões de euros.

---

<sup>87</sup> Custos não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

Quadro 4-83 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Aceite em 2021
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	117 518
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	91 076
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.	21 837
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	3 752
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	0
<b>6=1-2-3-4-5</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA</b>	<b>852</b>

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-84 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-84 - Movimentos no ativo líquido a remunerar<sup>88</sup>

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2021	Tarifas 2021	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	388 431	409 368	
Investimento Directo	338	5 802	
Transferência p/ exploração	5 464	12 600	
Reclassificações, alienações e abates	1 959	-5 007	
Saldo Final (2)	396 193	422 764	-6,3%
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	254 553	253 696	
Amortizações do Exercício	13 252	14 522	
Regularizações e abates	1 383	51	
Saldo Final (4)	269 188	268 269	0,3%
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	5 477	5 383	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	979	1 277	
Saldo Final (6)	4 498	4 106	9,5%
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	128 402	150 289	-14,6%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	122 506	150 389	-18,5%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>125 454</b>	<b>150 339</b>	<b>-16,6%</b>

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo final do ativo bruto, registado em 2021 ter sido inferior ao valor previsto em Tarifas de 2021. Este desvio decorre do nível de investimento entrado em exploração ser bastante inferior ao que estava inicialmente previsto.

#### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2021 foi

<sup>88</sup> As licenças de CO<sub>2</sub> não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

de 4,60%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,51%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2021, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2022, no montante de -0,921 milhões de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2021.

### Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 113.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, 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 transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2021 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2021. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2022). O valor resultante é atualizado para 2023, através da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2021, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais, e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2022, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -0,207 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

**Quadro 4-85 - Ajustamento da tarifa social**

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2021</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	3 079
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	3 019
C = A - B		60
D		265
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 x (1 + i <sub>t-1</sub> )		268
Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t		
i <sub>t-2</sub>	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -2 + spread	0,009%
i <sub>t-1</sub>	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread	1,335%
D = C x (1 + i <sub>t-2</sub> ) x (1 + i <sub>t-1</sub> ) - E		-207
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		

## AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022

### CAPEX

De acordo com o artigo 156.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos permitidos de 2023 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2022, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2022. O valor total a pagar pela empresa, que decorre da diminuição estimada do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações é de -1,075 milhões de euros<sup>89</sup>. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2023 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-86.

**Quadro 4-86 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2022	Estimativa 2022	Tarifas 2023
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	13 772	12 859	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	153 665	139 337	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	4,40%	4,75%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de AGS	20 533	19 472	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-1 061
$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread			1,335%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-1 075

### Tarifa Social

De acordo com o n.º 5 do artigo 135.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento provisório aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes estimados transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2022 e o desconto estimado conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2022. Este montante é atualizado para 2023 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2022, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -0,556 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

<sup>89</sup> No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

### Quadro 4-87 - Ajustamento provisório da tarifa social

Unidade: 10<sup>7</sup> EUR

		2022
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1 (Dez2021)	2 886
A'	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1 (Jun2022)	2 896
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	3 439
$C = (A + A') / 2 - B$	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	-548
$i_{t-1}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread	1,335%
$D = (1 + i_{t-1}) \times C$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-556

#### 4.6.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No novo 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 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 Distribuição de Energia Elétrica encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», publicado em dezembro de 2021.

##### 4.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 4-88 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 137º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-88 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

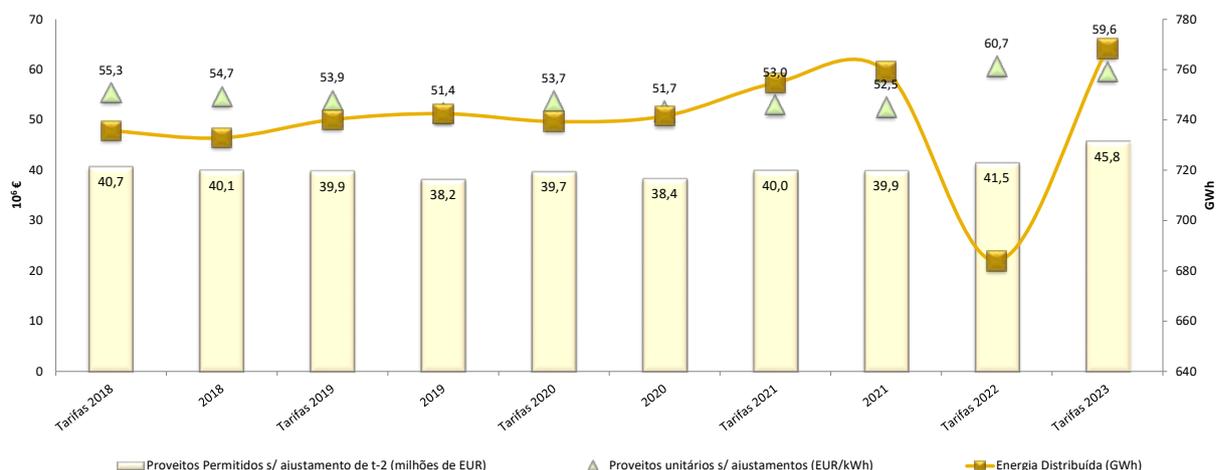
		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas de 2022	Tarifas de 2023	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	12 981	14 551	12,1%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	221 441	224 350	1,3%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	7,4%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-2 504	457	-118,2%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	14 039	14 055	0,1%
f	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 929	5 382	9,2%
g	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	987	816	-17,4%
i	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
<b>1 = a+b*c+d+e+f+g-h-i</b>		<b>38 866</b>	<b>44 950</b>	<b>15,7%</b>
j	Energia Distribuída (MWh)	746 541	768 452	2,9%
<b>2=(1+h+i)/j</b>		<b>53,38</b>	<b>59,56</b>	<b>11,6%</b>
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	6 404	7 285	13,8%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	139 356	144 862	4,0%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	7,4%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-894	26	-103,0%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 300	5 289	-0,2%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 591	2 565	-1,0%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00488	0,00483	-1,0%
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	284 536	285 433	0,3%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,70788	1,69052	-1,0%
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	773	796	3,0%
k'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,48%	24,8%
l'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	2,50%	-16,7%
m'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
n'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-24 303	-21 406	-11,9%
o'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
<b>3 = a'+b'*c'/100 +d'+e'+m'-n'-o'</b>		<b>41 663</b>	<b>41 317</b>	<b>-0,8%</b>
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	6 577	7 266	10,5%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	82 085	79 488	-3,2%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	7,4%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-1 610	430	-126,7%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 739	8 766	0,3%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 325	4 281	-1,0%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00478	0,00473	-1,0%
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	462 005	483 019	4,5%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01717	0,01700	-1,0%
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	128 450	129 409	0,7%
k''	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,48%	24,8%
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	2,50%	-16,7%
m''	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 929	5 382	9,2%
n''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
o''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	25 290	22 222	-12,1%
p''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
<b>11 = a''+b''*c''/100 +d''+e''+m''+n''-o''-p''</b>		<b>-2 797</b>	<b>3 633</b>	<b>-229,9%</b>

Nota: A aplicação do valor da faturação teórica calculada pela ERSE por nível de tensão resulta em valores de ajustamentos por nível de tensão que justificam a discrepância na alocação do proveito permitido entre MT e BT.

A Figura 4-23 evidencia a evolução dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, previstos nas tarifas de cada ano e aceites em definitivo entre 2018 e 2023.

Os proveitos permitidos pela ERSE para as tarifas de 2023 apresentam um acréscimo de 15,7% relativamente às tarifas de 2022. Os principais fatores que explicam esta variação são o aumento do ativo a remunerar e das amortizações acompanhado do aumento da taxa de remuneração. O montante a receber pela empresa relativo ao ajustamento provisório do CAPEX do ano t-1 também contribui para este aumento.

Figura 4-23 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA



O direito conferido aos municípios das Regiões Autónomas de receberem uma renda pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal encontra-se consagrado no artigo 268.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro. 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 continental. Para o apuramento dos montantes relativos às Rendas de Concessão, o valor do Índice de Preços no Consumidor (IPC) de t-3 considerado em t-2 foi calculado de acordo com a taxa de variação média dos últimos 12 meses nacional publicado pelo INE (à segunda casa decimal). Similarmente, no apuramento do valor de t serão também utilizadas previsões arredondadas às centésimas. Prevê-se que em 2023 o valor das rendas na

Região Autónoma dos Açores ascenda a cerca de 5,4 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.3.

Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto<sup>90</sup>, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Tendo em conta que a EDA não reportou qualquer instalação ao abrigo deste incentivo o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2023 é nulo. 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.

#### 4.6.2.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTOS DE 2021**

De acordo com o n.º 4 do artigo 114.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento em 2023 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2021, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2021 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 114.º aos valores realmente verificados em 2021.

No Quadro 4-89 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2021, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados para 2021 com base em valores reais, totais e por nível de tensão. O ajustamento de 2021 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2023 é de 0,816 milhões de euros<sup>91</sup> resultante de um ajustamento em MT de -21,406 milhões de euros e em BT de 22,222 milhões de euros.

---

<sup>90</sup> <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-dos-servicos-das-redes-inteligentes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>

<sup>91</sup> Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-89 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Tarifes de 2021	Acete em 2021	Diferença	
		10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	%
A	Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica (a + b x c +d)	24 082	22 051	-2 032	-8,44%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	13 672	12 516	-1 157	-8,46%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	215 064	200 743	-14 322	-6,66%
c	<i>Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)</i>	4,85%	4,76%	-0,09%	-1,86%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-11	-11	0	0,00%
B	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 594	12 961	367	2,92%
C	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 809	4 874	66	1,37%
D	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	0,00%
E	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	327	327	0	0,00%
F	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	0,00%
<b>1= A + B + C + D - E - F</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>41 158</b>	<b>39 559</b>	<b>-1 598</b>	<b>-3,88%</b>
g	Energia Distribuída (MWh)	683 981	759 333	75 352	11,02%
<b>2=(1+ E + F)/g</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>60,65</b>	<b>52,53</b>	<b>-8,12</b>	<b>-13,39%</b>

Quadro 4-89 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica (cont.)

		Tarifas de 2021	Acelte em 2021	Diferença Acelte - Tarifas	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
<b>A</b>	<b>Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em MT (a' + b' x c' + d')</b>	12 078	11 259	-819	-6,78%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	6 053	5 820	-233	-3,86%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	133 604	123 828	-9 775	-7,32%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,76%	0	-1,86%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-449	-449	0	0,00%
<b>B</b>	<b>Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (f' + g' x h' + i' x j')</b>	4 841	4 932	92	1,89%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 473	2 473	0	0,00%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00435	0,00435	0	0,00%
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	262 811	281 843	19 032	7,24%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,61302	1,61302	0	0,00%
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	759	764	6	0,73%
k'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,32%	2,32%	0,00%	0,00%
l'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%	0,00%	0,00%
m'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	
n'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-9 869	-9 869	0	0,00%
o'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	0	
<b>3= A + B + m' - n' - o'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>26 788</b>	<b>26 061</b>	<b>-727</b>	<b>-2,71%</b>
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		2 971		
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT		2 861		
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				
<b>7=4+5+6</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT</b>		<b>5 832</b>		
<b>7'</b>	<b>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</b>		<b>-20 229</b>		
<b>8= 7'*(1+tx..)*(1+tx..)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX</b>		<b>-20 501</b>		
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT		-894		
<b>10=8+9*(1+tx..)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>		<b>-21 406</b>		
<b>C</b>	<b>Custo com capital afeto à atividade de distribuição de energia elétrica em BT (a'' + b'' x c'' + d'')</b>	12 005	10 792	-1 213	-10,10%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 619	6 696	-923	-12,12%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	81 460	76 914	-4 546	-5,58%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,76%	0	-1,86%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	438	438	0	0,00%
<b>D</b>	<b>Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (f'' + g'' x h'' + i'' x j'')</b>	7 753	8 029	276	3,56%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	3 938	3 938	0	0,00%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00431	0,00431	0	0,00%
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	421 170	477 490	56 320	13,37%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01593	0,01593	0	0,00%
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	125 430	127 486	2 057	1,64%
k''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	0,02%	0,00%	-0,02%	-100,00%
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%	0,00%	0,00%
m''	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 809	4 874	66	1,37%
n''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	
o''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	10 196	10 196	0	0,00%
p''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	0	
<b>11= C + D + m''+n''-o''-p''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>14 370</b>	<b>13 499</b>	<b>-871</b>	<b>-6,06%</b>
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		18 866		
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT		18 169		
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				
<b>15=12+13+14</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT</b>		<b>37 036</b>		
<b>15'</b>	<b>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</b>		<b>23 537</b>		
<b>16= 15'*(1+tx..)*(1+tx..)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX</b>		<b>23 854</b>		
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT		-1 610		
<b>18=16+17*(1+tx..)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>		<b>22 222</b>		
<b>19=10+18</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2</b>		<b>816</b>		
tx t-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 Spread no ano t-2, em pontos percentuais.		-0,491%		0,500%
tx t-1	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 Spread no ano t-1, em pontos percentuais.		0,835%		0,500%

A ligeira diminuição observada nos proveitos permitidos de 2021, relativamente ao valor previsto em tarifas de 2021, deve-se essencialmente à redução ocorrida ao nível do CAPEX, como resultado da redução do valor médio dos ativos e das amortizações e da diminuição da taxa de remuneração em 0,09 p.p..

Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2021, o desvio da procura de eletricidade na RAA foi de +11% relativamente ao valor previsto em tarifas de 2021, como se pode observar no Quadro 4-90. Este quadro apresenta igualmente o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2021 que se situaram em 7,2% e em 13,4%, respetivamente.

**Quadro 4-90 - Energia entregue pelas redes da distribuição**

Unidade: MWh

	2021	Tarifas 2021	Diferença (Real 2021 - Tarifas 2021)	
Redes de MT	281 843	262 811	19 032	7,2%
Redes de BT	477 490	421 170	56 320	13,4%
<b>Total</b>	<b>759 333</b>	<b>683 981</b>	<b>75 352</b>	<b>11,0%</b>

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-91 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-91 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2021	Tarifas 2021	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
<b>Saldo Inicial (1)</b>	<b>475 675</b>	<b>487 186</b>	
Investimento Directo	800	1 301	
Transferência p/ exploração	19 704	27 577	
Reclassificações, alienações e abates	-660	-112	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>495 519</b>	<b>515 951</b>	<b>-4,0%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
<b>Saldo Inicial (3)</b>	<b>240 456</b>	<b>240 235</b>	
Amortizações do Exercício	14 959	16 029	
Regularizações e abates	-811	-67	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>254 604</b>	<b>256 198</b>	<b>-0,6%</b>
<b>Comparticipações</b>			
<b>Saldo inicial bruto</b>	<b>38 385</b>	<b>90 524</b>	
Amortizações acumuladas iniciais	383	51 481	
<b>Saldo inicial líquido (5)</b>	<b>38 002</b>	<b>39 043</b>	
Comparticipações do ano	1 089	847	
Amortizações do ano	2 443	2 357	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>36 648</b>	<b>37 533</b>	<b>-2,4%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	197 218	207 908	-5,1%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	204 267	222 220	-8,1%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>200 743</b>	<b>215 064</b>	<b>-6,7%</b>

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2021 foi de 4,85%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,76%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2021, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2021, no montante de -0,011 milhões de euros (-0,449 milhões de euros em MT e 0,438 milhões de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2021.

## AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022

De acordo com o artigo 156.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos permitidos de 2023 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2022, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2022. O valor total a receber pela empresa, de 430 mil euros<sup>92</sup>, decorre principalmente do aumento das taxas de remuneração, superiores em cerca de 0,35 p.p.. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2023 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-92.

Quadro 4-92 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2022	Estimativa 2022	Tarifas 2023
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	6 404	6 231	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	139 356	133 730	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	4,70%	5,05%	
A = 1 + 2 x 3		12 954	12 980	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		26
	$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread		1,335%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		26
Ajustamento DEE BT		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas 2022	Estimativa 2022	Tarifas 2023
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	6 577	6 917	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	82 085	78 130	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	4,70%	5,05%	
A = 1 + 2 x 3		10 435	10 860	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		425
	$i_{t-10}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread		1,335%
C = (1 + $i_{t-10}$ ) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		430

<sup>92</sup> No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

#### 4.6.3 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.

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.

##### 4.6.3.1 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 138º do Regulamento Tarifário em vigor.

No Quadro 4-93 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 4-93 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		Tarifas de 2022	Tarifas de 2023	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	751	760	1,1%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	7 064	5 767	-18,4%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	7,4%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-185	-391	111,1%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	6 979	6 906	-1,0%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-5	-9	87,7%
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-244	388	-259,2%
h	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
<b>1 = a+b*c+d+e+f+g-h</b>		<b>8 116</b>	<b>7 169</b>	<b>-11,7%</b>
i	Energia Distribuída (MWh)	746 541	768 452	2,9%
<b>2=(1+g+h)/i</b>		<b>10,54</b>	<b>9,83</b>	<b>-6,7%</b>
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	48	65	33,4%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	462	501	8,5%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	7,4%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-1	-11	717,2%
e' = f' + g' * h'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	672	672	-0,1%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	336	331	-1,5%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,43487	0,42828	-1,5%
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	773	796	3,0%
i'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,48%	24,8%
j'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	3,00%	20,0%
k'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
l'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	50	-40	-180,4%
m'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
<b>3 = a' + b' * c' + d' + e' + k' - l' - m'</b>		<b>691</b>	<b>791</b>	<b>14,5%</b>
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	703	695	-1,1%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	6 602	5 266	-20,2%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,70%	5,05%	7,4%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-184	-380	106,8%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 306	6 234	-1,1%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 153	3 105	-1,5%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02455	0,02418	-1,5%
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	128 450	129 409	0,7%
i''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,19%	1,48%	24,8%
j''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	3,00%	20,0%
i''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-5	-9	87,7%
j''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-294	428	-245,8%
k''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
<b>11 = a'' + b'' * c'' + d'' + e'' + i'' + j'' - k''</b>		<b>7 425</b>	<b>6 377</b>	<b>-14,1%</b>

Nota: A aplicação do valor da faturação teórica calculada pela ERSE por nível de tensão resulta em valores de ajustamentos por nível de tensão que justificam a discrepância na alocação do proveito permitido entre MT e BT.

Os proveitos permitidos definidos pela ERSE para as tarifas de 2023 apresentam um decréscimo na ordem dos 12% relativamente ao valor de tarifas de 2022. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos unitários por energia distribuída apresentam um decréscimo de 6,7%, visto que os ajustamentos representam valores a devolver pela empresa.

#### 4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTOS DE 2021**

De acordo com o n.º 4 do artigo 115.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2021 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 115.º aos valores realmente verificados em 2021.

O Quadro 4-94 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2021, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de -0,040 milhões de euros (linha 10) e em BT de 0,428 milhões de euros (linha 18), perfazendo um ajustamento de 0,388 milhões de euros<sup>93</sup>(linha 19) na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2021 com os valores estimados em 2021 no cálculo das tarifas de 2021, totais e por nível de tensão.

---

<sup>93</sup> Um ajustamento negativo significa um montante a receber pela empresa.

Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de  
Comercialização de Energia Elétrica

		Tarifas de 2021	Acete em 2021	Diferença	
		10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	%
A	Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica (a + b x c +d)	985	635	-351	-35,59%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	709	465	-244	-34,48%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	6 208	4 093	-2 116	-34,08%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,76%	-0,09%	-1,86%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-24	-24	0	0,00%
B	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	6 493	6 545	52	0,80%
C	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-22	33	55	-251,86%
D	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-86	-86	0	0,00%
E	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	
<b>1= A + B + C - D - E</b>	<b>Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>7 542</b>	<b>7 298</b>	<b>-243</b>	<b>-3,23%</b>
f	Energia Distribuída (MWh)	683 981	759 333	75 352	11,02%
<b>2=(1+ D + E)/f</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)</b>	<b>10,90</b>	<b>9,50</b>	<b>-1,40</b>	<b>-12,86%</b>

Quadro 4 94 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica (cont.)

		Tarifas de 2021	Acetate em 2021	Diferença Acetate - Tarifas	
		10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	10 <sup>6</sup> EUR	%
<b>A</b>	<b>Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em MT (a' + b' x c' + d')</b>	52	44	-7	-14,13%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	43	36	-6	-14,90%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	355	343	-13	-3,53%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,76%	0	-1,86%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-8	-8	0	0,00%
<b>B</b>	<b>Custos anuais de exploração acetate pela ERSE (f' + g' x h')</b>	301	302	1	0,36%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	151	151	0	0,00%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,197232	0,197232	0	0,00%
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	759	764	6	0,73%
i'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,43%	1,43%	0,00%	0,00%
j'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	0,00%	0,00%
k'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	0
l'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-375	289	664	-177,16%
m'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	0	0
<b>3= A + B + k' - l' - m'</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>727</b>	<b>57</b>	<b>-671</b>	<b>-92,19%</b>
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		9		
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT		10		
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				
<b>7=4+5+6</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT</b>		<b>19</b>		
<b>7'</b>	<b>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</b>			<b>-38</b>	
<b>8 = 7' * (1+tx<sub>1</sub>) * (1+tx<sub>2</sub>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX</b>			<b>-39</b>	
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1 em MT			-1	
<b>10 = 8 + 9' * (1+tx<sub>1</sub>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>			<b>-40</b>	
<b>C</b>	<b>Custo com capital afeto à atividade de comercialização de energia elétrica em BT (a'' + b'' x c'' + d'')</b>	934	590	-343	-36,78%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	666	428	-238	-35,74%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	5 853	3 750	-2 103	-35,93%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,76%	0	-1,86%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-16	-16	0	0,00%
<b>D</b>	<b>Custos anuais de exploração acetate pela ERSE (f'' + g'' x h'')</b>	6 192	6 243	51	0,83%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 073	3 073	0	0,00%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,0248632	0,0248632	0	0,00%
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	125 430	127 486	2 057	1,64%
i''	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,43%	1,43%	0,00%	0,00%
j''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	0,00%	0,00%
k''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-20	-20	0	0,00%
l''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	289	-375	-664	-229,61%
m''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	0	0
<b>11= C + D + k''-l''-m''</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>6 816</b>	<b>7 188</b>	<b>372</b>	<b>5,46%</b>
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		3 744		
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT		4 051		
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				
<b>15 =12+13+14</b>	<b>Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT</b>		<b>7 794</b>		
<b>15'</b>	<b>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</b>			<b>606</b>	
<b>16= 15' * (1+tx<sub>1</sub>) * (1+tx<sub>2</sub>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX</b>			<b>615</b>	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT			-184	
<b>18=16+17*(1+tx<sub>1</sub>)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX</b>			<b>428</b>	
<b>19=10+18</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a t-2</b>			<b>388</b>	
tx t-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 (até T2011 taxa Euribor a 3M) Spread no ano t-2, em pontos percentuais.		-0,49%	0,50%	
tx t-1	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1(até T2011 taxa Euribor a 3M) Spread no ano t-1, em pontos percentuais.		0,83%	0,50%	

Número médio de clientes

O Quadro 4-95 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2021 para cálculo das tarifas de 2020 e o número ocorrido em 2021.

**Quadro 4-95 - Número médio de clientes**

	Real 2021	Tarifas 2021	Diferença (Real 2021 - Tarifas 2021)	
Cientes MT	764	759	6	0,7%
Cientes BT	127 486	125 430	2 057	1,6%
<b>Total</b>	<b>128 250</b>	<b>126 188</b>	<b>2 062</b>	<b>1,6%</b>

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2021 foi de 4,85%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,76%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2021, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2021, no montante de -0,024 milhões de euros (-0,008 milhões de euros em MT e -0,016 milhões de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2021.

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022**

De acordo com o artigo 156.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos permitidos de 2023 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2022, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2022. O valor total a devolver pela empresa decorre do decréscimo ocorrido no

valor do ativo médio, e corresponde a -0,391 milhões de euros<sup>94</sup>. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2023 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-96 por nível de tensão.

**Quadro 4-96 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE**

<b>Ajustamento CEE MT</b>		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		<b>Tarifas 2022</b>	<b>Estimativa 2022</b>	<b>Tarifas 2023</b>
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	48	42	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	462	358	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	4,70%	5,05%	
A = 1 + 2 x 3		70	60	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas) Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1				-10
$i_{t-1D}$ taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread				1,335%
C = (1 + $i_{t-1D}$ ) x B Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1				-11
<b>Ajustamento CEE BT</b>		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		<b>Tarifas 2022</b>	<b>Estimativa 2022</b>	<b>Tarifas 2023</b>
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	703	445	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	6 602	3 819	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	4,70%	5,05%	
A = 1 + 2 x 3		1 013	638	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas) Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1				-375
$i_{t-1D}$ taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread				1,335%
C = (1 + $i_{t-1D}$ ) x B Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1				-380

#### 4.6.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2023

No Quadro 4-97 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2023 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

**Quadro 4-97 - Proveitos permitidos à EDA para 2023**

	Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
	<b>Tarifas de 2022</b>	<b>Tarifas de 2023</b>	<b>Varição (%)</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	150 481	224 084	48,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 866	44 950	15,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	8 116	7 169	-11,7%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>197 463</b>	<b>276 203</b>	<b>39,9%</b>

<sup>94</sup> No ajustamento provisório do CAPEX calculado ao nível da RAA um sinal negativo significa um valor a devolver pela empresa.

Verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 40%, justificado pela evolução da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, com um aumento de cerca de 49%. A atividade de Distribuição também registou um acréscimo na ordem dos 16%. Em sentido contrário, a Comercialização de Energia Elétrica registou um decréscimo de 11,7%.

Não considerando os ajustamentos definitivos de 2021 e provisórios de 2022, observa-se um acréscimo dos proveitos em 19,4%.

Quadro 4-98 - Proveitos permitidos à EDA, para 2023, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1

Unidade: euros

	Tarifas de 2022	Tarifas de 2023	Varição (%)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	159 510	197 420	23,8%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	42 357	45 309	7,0%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	8 057	7 947	-1,4%
<b>Proveitos permitidos da EDA</b>	<b>209 924</b>	<b>250 676</b>	<b>19,4%</b>

Os ajustamentos a considerar na EDA em 2023 relativamente ao ano de 2021, atualizado para 2023, serão de cerca de -26,5 milhões de euros.

Quadro 4-99 - Proveitos permitidos em 2021 e ajustamentos em 2023, na RAA

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

Tarifas 2021	Proveitos recuperados em 2021, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2021	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos a proporcionar em 2021, definidos em 2023	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2023 (sem acerto provisório de custo de capital de t-1)	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1 atualizado para t	Ajustamento a repercutir em 2023	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = [(2)+(3)+(4)-(5)+(6)] x (1+++spread) x (1+++spread)	(8)	(9) = (7) + (8)	
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	117 287	91 076	37 307	0	154 998	852	-26 110	-1 630	-27 740
Distribuição de Energia Elétrica	41 158	21 837	21 031	0	39 559	0	3 353	-2 537	816
Comercialização de Energia Elétrica	7 543	3 752	4 061	0	7 245	0	576	-188	388
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>165 987</b>	<b>116 666</b>	<b>62 398</b>	<b>0</b>	<b>201 802</b>	<b>852</b>	<b>-22 181</b>	<b>-4 355</b>	<b>-26 536</b>

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (179,064<sup>95</sup> milhões de euros) durante 2021 pela EDA são superiores ao previsto (165,987 milhões de euros) em cerca de 7,9%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2021 (201,802 milhões de euros) acrescidos do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, são cerca de 22,1% superiores aos calculados para Tarifas 2021, o desvio de 2021 atinge os -22,181 milhões de euros. A este montante soma-se o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2022 (-4,355 milhões de euros).

O ajustamento a receber pela EDA em 2023 relativamente ao ano de 2021 atualizado para 2023 será de -26,536<sup>96</sup> milhões de euros.

#### 4.6.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-100 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-100 - Custo com a convergência tarifária da RAA

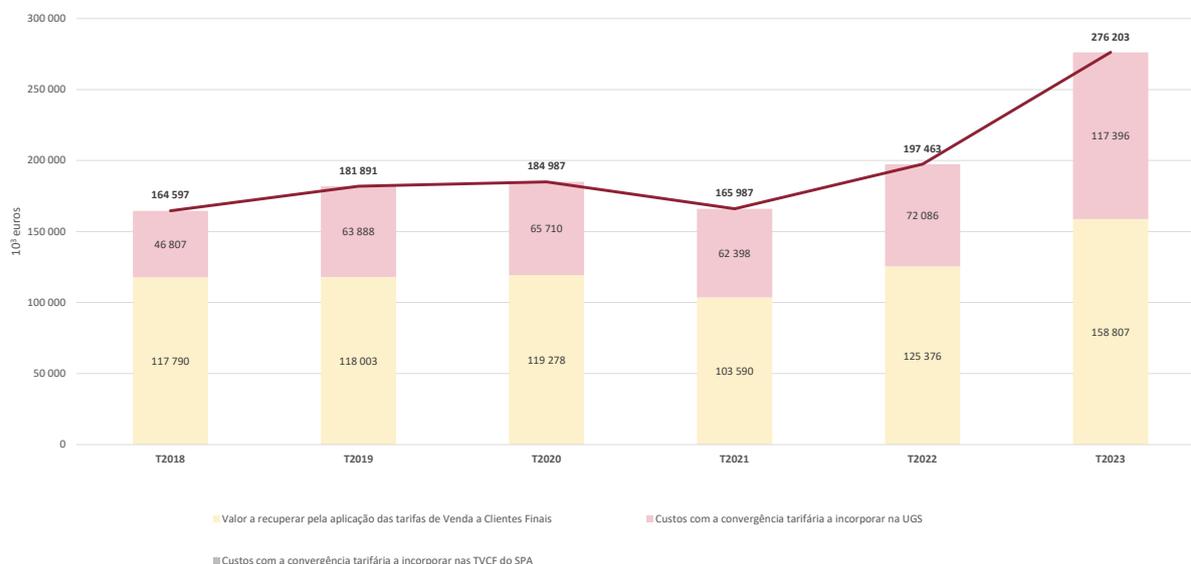
		Tarifas 2022	Tarifas 2023	Diferença Tarifas 2023 - Tarifas 2022	
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
<b>A=1-2</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>58 594</b>	<b>91 682</b>	<b>33 089</b>	<b>36,1%</b>
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	150 481	224 084	73 603	32,8%
2	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos do SEPA e às entregas ao SENVA das tarifas à entrada da rede de distribuição em Portugal continental, no ano t: TEP, UGS e URT no âmbito dos fornecimentos a clientes do SEPA; e UGS e URT no âmbito das ent	91 887	132 402	40 515	30,6%
<b>B=3-4</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>16 954</b>	<b>22 431</b>	<b>5 477</b>	<b>24,4%</b>
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	38 866	44 950	6 084	13,5%
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	21 912	22 519	607	2,7%
<b>C=5-6</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>3 682</b>	<b>3 282</b>	<b>-400</b>	<b>-12,2%</b>
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 116	7 169	-947	-13,2%
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	4 433	3 886	-547	-14,1%
<b>D=A+B+C</b>	<b>Custo da Convergência Tarifária</b>	<b>79 230</b>	<b>117 396</b>	<b>38 166</b>	<b>32,5%</b>

<sup>95</sup> 116 666 (coluna 2) + 62 398 (coluna 3) = 179 064

<sup>96</sup> Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

A Figura 4-24 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA previstos em tarifas de 2018 a 2023.

Figura 4-24 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2018 a 2023



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2023 é o valor mais elevado verificado nos anos que constam da série histórica apresentada.

#### 4.7 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DA 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 2023.

## TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EEM

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», de dezembro de 2021, as taxas de remuneração previstas aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, para o atual período de regulação, são indexadas à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2022 as taxas a aplicar à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão Global do Sistema, à atividade de Distribuição de Energia Elétrica e à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, são de 4,75%, 5,05% e de 5,05%, respetivamente.

### 4.7.1 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 OPEX<sup>97</sup>, enquanto ao nível do CAPEX<sup>98</sup> se mantém 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 as componentes de aquisição, transporte, descarga e armazenamento.

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 na Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro.

#### 4.7.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

##### CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

Tal como para a EDA, desde o período de regulação iniciado em 2009, que têm sido aplicadas metas de ganhos de eficiência nas atividades de distribuição e de comercialização de energia elétrica. Este racional

---

<sup>97</sup> Do inglês *operational expenditure*, que corresponde aos custos de exploração, isto é, gastos operacionais deduzidos das amortizações.

<sup>98</sup> Do inglês *capital expenditure*, que corresponde ao custo com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

foi igualmente orientador de uma metodologia regulatória para a aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas, baseado na definição de custos de referência e na aplicação de metas de eficiência suportadas em estudos desenvolvidos por entidades externas.

No ponto relativo aos custos com combustíveis do capítulo 4.6.1.1 das atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores é apresentado em detalhe o contexto que tem suportado a aplicação desta metodologia.

Tal como referido nesse capítulo, foi adjudicado pela ERSE um novo estudo, realizado pela PwC, concluído em 2021, que serviu 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 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, devido aos comentários recebidos por parte do Conselho Tarifário e das empresas EDA e EEM, bem como da alteração da conjuntura internacional, ao nível do negócio dos combustíveis, que se verificou após a realização desse estudo. 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.

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 e 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. Estas alterações encontram-se plasmadas na Instrução n.º 9/2022, de 19 de outubro e aplicam-se ao período de regulação 2022-2025.

Outro aspeto impactante nos custos previstos com a aquisição de combustíveis na EEM é a estrutura da produção própria da empresa, que pela primeira vez foi revista pela ERSE. Esta necessidade resulta do facto da EEM ter previsto ao nível da ilha da Madeira na informação enviada a 15 junho nos termos do Regulamento Tarifário uma produção própria térmica, a gás natural, de cerca de 49% e a restante produção a fuelóleo de cerca de 51%. Face aos elevados preços do gás natural nos mercados internacionais, que excedem atualmente os custos de produção a fuelóleo e gasóleo e após nova informação posteriormente enviada pela EEM, através de carta a 18 de novembro, optou-se por transferir parte da produção a gás natural para produção a fuelóleo, em função dos limites técnicos de cada um desses combustíveis. Assim

e de acordo com esta última informação prestada pela EEM, considerou-se que 8% da produção total da ilha da Madeira seria proveniente de gás natural e a remanescente apenas de fuelóleo. Para a ilha de Porto Santo, foram mantidas as primeiras previsões da empresa. Com base nestes pressupostos foram revistos, entre outros custos, os custos de combustíveis associados a cada *commodity*, atendendo aos consumos específicos previstos.

A aceitação em definitivo por parte da ERSE dos custos com produção térmica de 2022 e 2023 decorrerá da avaliação da gestão que a EEM realizou do seu possível *mix* de produção térmico, no quadro da metodologia de custos de referência, tendo em conta um conjunto de critérios comprováveis:

- i) a informação relativa aos mercados de combustíveis acessível à empresa à data da contratação;
- ii) as condicionantes técnicas dos centros electroprodutores térmicos em causa;
- iii) eventuais obrigações contratuais pré-existentes que condicionem a aquisição e o consumo de combustíveis por parte da EEM para a produção de energia elétrica;
- iv) a inexistência de alternativas de indexação do custo do gás natural menos onerosas do que a indexação ao TTF;
- v) outros motivos desde que devidamente justificados.

Deste modo, a ERSE analisará se a opção que a EEM seguiu de produzir energia elétrica com recurso a gás natural, a fuelóleo ou a gasóleo terá constituído a opção economicamente mais eficiente, procurando para o efeito recolher todos os elementos necessários.

O Quadro 4-101 apresenta os valores previstos aceitar para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2023. Para cálculo dos custos unitários, tendo em consideração que a EEM indicou que passou a consumir fuelóleo com teor de enxofre de 0,5%, o cálculo do custo unitário está indexado a um produto com essa característica.

Quadro 4-101 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2023

	Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2023 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2023 EUR
<b>Madeira</b>	682,479	61 508		108 135	42 086 113
<b>Porto Santo</b>	672,189	7 026	0		4 722 849
		<b>68 534</b>	<b>0</b>	<b>108 135</b>	<b>46 808 961</b>

O Quadro 4-102 apresenta os valores previstos aceitar para a EEM com a aquisição de gasóleo, em 2023.

Quadro 4-102 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2023

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização-desconto) EUR/l	Consumo 2023 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2023 EUR
<b>Madeira</b>	1,418	1 084 982	0	1 538 726
<b>Porto Santo</b>	1,418	1 341 051	0	1 901 884
		<b>2 426 033</b>	<b>0</b>	<b>3 440 610</b>

Conforme mencionado anteriormente, face à reafecção em 2023 da parte da produção a gás natural ao fuelóleo os valores de gás considerados em tarifas de 2023 são substancialmente inferiores aos propostos inicialmente pela EEM, mas encontram-se em linha com os valores propostos pela empresa, após a proposta tarifária de outubro, e comunicados à ERSE através de carta em 18 de novembro.

O Quadro 4-103 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2023.

Quadro 4-103 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2023

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1)	Consumo 2023 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes de descarga e armazenamento em 2023 (EUR) (3)	Custos eficientes 2023 EUR (1) * (2) + (3)
<b>Madeira</b>	141,76	204 000	556 762	29 475 184

Os custos com gasóleo e gás natural são somados na rubrica de Outros Custos com Combustíveis e Lubrificantes, onde se incluem, entre outros, os custos com óleo. Tal como referido, os custos aceites com

a aquisição de gasóleo tiveram por base custos eficientes, tendo a ERSE aceite os custos previstos pela empresa para os lubrificantes analisados neste ponto. O quadro infra evidencia estes valores.

**Quadro 4-104 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2023**

	Custo médio unitário (EUR/kl)	Quantidades (kl)	Custo total anual (EUR)
Óleo	2 250,53	348,88	785 175

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 CO<sub>2</sub>, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%, em 2025. Assim, para 2023, 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 adição sobre as emissões de CO<sub>2</sub>, que neste caso incide apenas sobre os combustíveis consumidos nas centrais não enquadradas pelo CELE.

#### **CUSTOS COM OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO DOS EQUIPAMENTOS PRODUTIVOS**

De acordo com a metodologia de aceitação de custos na atividade de AGS, os custos incorridos pela EEM com operação e manutenção dos equipamentos produtivos não são sujeitos a metas de eficiência, uma vez que estes não são considerados como controláveis por serem voláteis e, portanto, foram excluídos da base de custos. Deste modo, a ERSE para 2023 aceitou o valor de 4,836 milhões de euros com custos de operação e manutenção dos equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS.

#### **OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO<sub>2</sub>**

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 CO<sub>2</sub> passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos.

A partir de 2016, a EEM passou igualmente a centralizar a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub> necessárias para cobrir as emissões da central térmica do Caniçal, na medida em que a AIE<sup>99</sup> delegou na EEM o direito ao ressarcimento dos custos assumidos com a aquisição de licenças do CO<sub>2</sub> junto do Sistema Elétrico Nacional.

Face à alteração da estrutura de produção referida anteriormente a ERSE reviu o consumo de licenças de CO<sub>2</sub> pela EEM, adaptando-o à nova estrutura que deslocou a produção a gás natural para produção a fuelóleo e gasóleo<sup>100</sup>.

Deste modo, e tendo em conta que (i) a ERSE prevê que a EEM, em conjunto com a AIE tenha de adquirir 387 138 licenças, e (ii) o preço previsto para 2023 para valorização destas licenças é de 77,84 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 30,1 milhões de euros.

#### **CUSTOS COM TARIFA SOCIAL**

A tarifa social tem o enquadramento legal descrito no ponto 4.4.1., sendo que para o ano de 2023 foi determinado pelo membro do Governo responsável pela área da energia 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 2023 (3 530 milhares de euros) e os ajustamentos dos montantes descontados em 2021 e 2022 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.

#### **PROVEITOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA DA RAM**

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de AGS, é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 141.º do Regulamento Tarifário em

---

<sup>99</sup> *Atlantic Island Electricity*

<sup>100</sup> Considerou-se as emissões de CO<sub>2</sub>, em kg/MWh, da central térmica da Vitória iguais à da central térmica do Caniçal, propriedade da AIE.

vigor. O Quadro 4-105 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2023, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2022.

**Quadro 4-105 - 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<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2022	Tarifas 2023	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	13 647	13 955	2,3%
Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	131 823	126 885	-3,7%
Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	4,40%	4,75%	0,35 p.p.
Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 200	-430	-
Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	26 921	43 531	61,7%
Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	28 055	33 782	20,4%
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	13 079	13 077	0,0%
Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	4 144	4 836	16,7%
Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	21 345	46 809	119,3%
Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	17 547	33 701	92,1%
Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	20 789	30 134	44,9%
Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	0	0	-
Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	314	-24 581	-
<b>Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>149 813</b>	<b>249 997</b>	<b>66,9%</b>
Emissão para a rede (MWh)	864 617	906 974	4,9%
<b>Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)</b>	<b>173,63</b>	<b>248,54</b>	<b>43,1%</b>
<b>Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social (Dez2021)</b>	<b>-3 289</b>	<b>-3 530</b>	<b>-</b>
<b>Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social (Jun2022)</b>	<b>-3 300</b>		

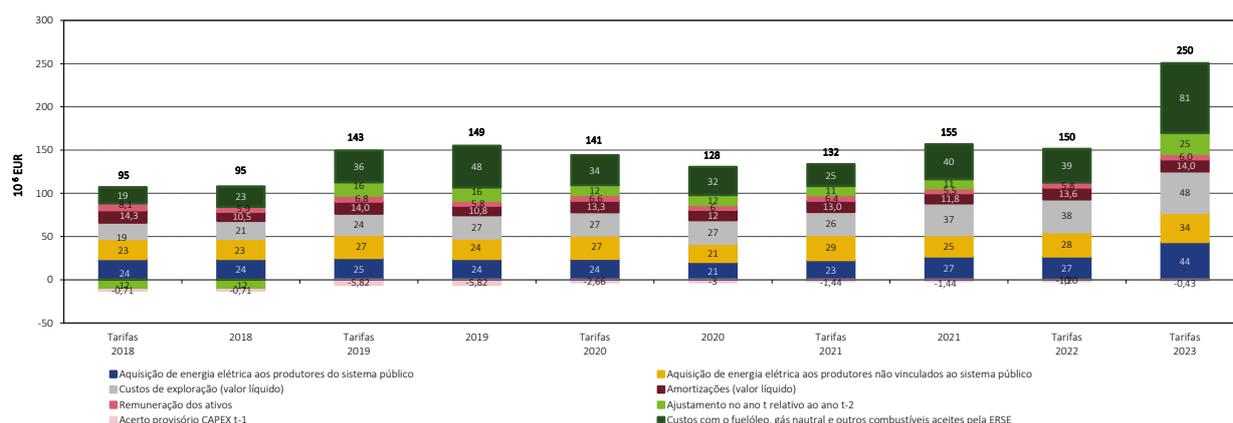
Pela análise do Quadro 4-105, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2023 regista um valor bastante superior ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2022, cerca de 250,0 milhões de euros. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2023 apresentam um acréscimo na ordem dos 43,1%, para os 248,54 EUR/MWh. O acréscimo verificado resulta essencialmente do efeito conjugado de:

- acréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM, em 61,7%;
- acréscimo dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM, em 20,4%;
- acréscimo dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, em 119,3%;

- acréscimo de outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, aceites pela ERSE, em 92,1%;
- acréscimo com a aquisição dos custos com licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, em 44,9%;
- acréscimo dos ajustamentos de t-2, em cerca de 25 milhões de euros, passando de um valor a devolver pela empresa, em 2022, para um valor a receber em 2023.

A figura infra apresenta, para os anos de 2018 a 2023, os proveitos permitidos previstos nas tarifas e os proveitos reais, aceites em ajustamentos de 2018 a 2021. A comparação entre o valor do ano de 2021 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2021 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-25 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM



Pela análise da figura anterior, é possível verificar os pesos significativos: i) dos custos com o fuelóleo, gás natural e outros combustíveis e ii) dos custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público e produtores não vinculados, no nível de proveitos permitidos de AGS ao longo do período em análise.

O valor da energia elétrica adquirida e o valor dos combustíveis representam, em conjunto, cerca de 70% do total dos proveitos permitidos de 2023 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema e cerca de 56% do total dos proveitos permitidos da EEM, em ambos os casos excluindo os ajustamentos de t-2, pelo que a evolução destes custos explica, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta atividade, tal como já foi referido.

#### 4.7.1.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTOS DE 2021**

O ajustamento da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) é calculado de acordo com o n.º 7 do artigo 118.º do Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio.

O Quadro 4-106 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2021, a repercutir em 2023. São igualmente apresentados nas secções seguintes os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2021.

O desvio em 2021 entre o previsto e o ocorrido é explicado pelo acréscimo dos custos operacionais (OPEX), com o aumento dos custos com combustíveis e dos custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>. Em sentido contrário, registou-se uma diminuição dos custos com o capital, através da diminuição das amortizações, do ativo médio líquido e da taxa de remuneração do capital. Esta conjugação de fatores originou um desvio negativo, ou seja, um ajustamento a receber pela empresa, de 24,58 milhões de euros.

Este desvio pode ser decomposto nas seguintes parcelas:

- -58,16 milhões de euros (linha 3) resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2021 por aplicação das tarifas no Continente (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2021, definidos em 2022 (linha1);
- 38,28 milhões de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS;
- -3,18 milhões de euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional;
- -1,21 milhões de euros (linha 10) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-106 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2021	Tarifas 2021	Diferença 2021 - Tarifas 2021	
		10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	10 <sup>9</sup> EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	11 838	12 976	-1 138	-8,8%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	121 208	139 173	-17 965	-12,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	4,51%	4,60%	-0,09 p.p.	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 441	-1 441	0	-
e	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	26 921	22 772	4 149	18,2%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	24 688	29 182	-4 493	-15,4%
g	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	13 106	13 106	0	0,0%
i	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	3 544	3 500	44	1,2%
j	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	19 903	10 652	9 251	86,8%
k	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	20 435	14 393	6 042	42,0%
l	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	20 012	9 887	10 125	102,4%
m	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
n	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-10 788	-10 788	0	-
<b>1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l + m - n</b>		<b>155 256</b>	<b>132 212</b>	<b>23 044</b>	<b>17,4%</b>
<b>2</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente</b>	<b>97 097</b>			
<b>3 = 2 - 1</b>	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos	<b>-58 159</b>			
<b>4</b>	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS	38 281			
<b>5</b>	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM	0			
<b>6</b>	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional	-3 176			
<b>7</b>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,009%			
<b>8</b>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	1,335%			
<b>9 = [3 + 4 + 5 + 6] * [1 + (7/100)] * [1 + (8/100)]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>-23 364</b>			
<b>10</b>	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros	-1 216			
<b>11 = 9 + 10</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2</b>	<b>-24 581</b>			

Nota: 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 ao SPM

No Quadro 4-107 analisa-se a aquisição de energia elétrica efetuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O maior valor do custo total da aquisição de energia elétrica a outros produtores do SPM face ao previsto resulta do acréscimo do preço médio de aquisição de energia de origem térmica, comparativamente aos valores de tarifas para 2021, devido ao aumento do custo dos combustíveis.

**Quadro 4-107 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM**

	2021	Tarifas 2021	Desvio (2021-Tarifas 2021)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	193 420	192 000	1 420	0,7%
Preço Médio (EUR/MWh)	139,2	118,6	20,6	17,4%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>26 921</b>	<b>22 772</b>	<b>4 149</b>	<b>18,2%</b>

Custos com aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM

O quadro seguinte apresenta os custos permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM, comparando os valores verificados em 2021 com os previstos nas tarifas para 2021.

**Quadro 4-108 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados**

	2021	Tarifas 2021	Desvio (2021-Tarifas 2021)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	202 095	237 057	-34 962	-14,7%
Preço Médio (EUR/MWh)	122,2	123,1	-0,9	-0,8%
<b>Custo Total (10<sup>3</sup> EUR)</b>	<b>24 688</b>	<b>29 182</b>	<b>-4 493</b>	<b>-15,4%</b>

O preço médio de aquisição aos produtores não vinculados foi ligeiramente inferior ao previsto, facto que acompanhado por um nível de aquisições inferior em cerca de 35 GWh contribuíram para um custo total de aquisição inferior ao previsto em tarifas de 2021.

O preço médio de aquisição aos produtores não vinculados foi inferior ao preço médio de aquisição aos outros produtores do SPM.

No Quadro 4-109 é analisada a aquisição de energia elétrica, desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2021 com os valores das tarifas para 2021.

Quadro 4-109 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2021					Tarifas 2021					Variação 2021/Tarifas 2021		
	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	EUR/MWh	MWh			10 <sup>3</sup> EUR	EUR/MWh	MWh	10 <sup>3</sup> EUR	EUR/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições ao SIM	197 360	4 735	202 095	24 688	122,2	230 147	6 910	237 057	29 182	123,1	-14,7%	-15,4%	-0,8%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	4 495	0	4 495	518	115,2	4 244	0	4 244	486	114,6	5,9%	6,5%	0,5%
Eólica	128 668	936	129 604	10 732	82,8	146 542	2 320	148 862	12 975	87,2	-12,9%	-17,3%	-5,0%
Geotérmica													
Outros	64 197	3 799	67 996	13 439	197,6	79 361	4 590	83 951	15 720	187,3	-19,0%	-14,5%	5,5%
RSU	35 064	0	35 064	3 121	89,0	39 581	0	39 581	3 565	90,1	-11,4%	-12,4%	-1,2%
Fotovoltaica	24 280	3 375	27 656	9 439	341,3	33 222	4 082	37 303	10 777	288,9	-25,9%	-12,4%	18,1%
Microprodução	4 663	424	5 087	860	169,2	6 559	508	7 067	1 379	195,1	-28,0%	-37,6%	-13,3%
Outros	189	0	189	18	95,7	0	0	0	0	-			

### Custos com os combustíveis

Os custos com a aquisição de combustíveis têm assumido um peso importante nos custos totais de produção de energia elétrica da EEM. Registe-se que, em 2014, se verificou uma alteração do *mix* de consumo de combustíveis na Madeira, decorrente da instalação de uma UAG para receção, armazenamento e regaseificação de gás natural, com o objetivo de abastecer os grupos dual-fuel que se encontram na Nave III da CTV, a operar desde meados desse ano.

O quadro infra permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados, bem como os valores aceites pela ERSE.

Quadro 4-110 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2021 previstos e ocorridos

	Custo total (10 <sup>3</sup> EUR)					
	Aceite ERSE	Previsto tarifas	Verificado	Variação		
	(1)	(2)	(3)	[(1) - (3)] / (3)	[(1) - (2)] / (2)	[(3) - (2)] / (2)
Fuelóleo	19 903	10 652	19 286	3,2%	86,8%	81,0%
Gasóleo	1 747	589	1 748	-0,1%	196,8%	197,0%
Óleo + Amónia + Biofuel	634	582	634	0,0%	9,0%	9,0%
Gás Natural	18 053	13 222	18 291	-1,3%	36,5%	38,3%
<b>Total</b>	<b>40 338</b>	<b>25 045</b>	<b>39 960</b>	<b>0,9%</b>	<b>61,1%</b>	<b>59,6%</b>

Observa-se que, em 2021, os custos com os combustíveis aceites pela ERSE foram superiores 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.

Custos de referência para a aquisição de fuelóleo, gasóleo e gás natural na RAM

O Quadro 4-111 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2021.

**Quadro 4-111 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2021**

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2021 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2021 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
<b>Madeira</b>	436,888	37 601		174 626	16 601 882	16 153 440	448 443
<b>Porto Santo</b>	426,598	7 246	210 000		3 301 070	3 132 492	168 578
		<b>44 846</b>	<b>210 000</b>	<b>174 626</b>	<b>19 902 953</b>	<b>19 285 932</b>	<b>617 020</b>

O Quadro 4-112 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2021.

**Quadro 4-112 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2021**

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2021 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2021 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
<b>Madeira</b>	0,694	1 116 533	23 926	798 303	730 107	68 196
<b>Porto Santo</b>	0,694	1 354 076	9 729	948 855	1 018 364	-69 509
		<b>2 470 609</b>	<b>33 654</b>	<b>1 747 159</b>	<b>1 748 471</b>	<b>-1 313</b>

O Quadro 4-113 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2021.

**Quadro 4-113 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2021**

	Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2021 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2021 EUR	Custo real EUR/MWh térmico	Custos não aceites EUR
<b>Madeira</b>	37,07	487 029	0	18 053 337	18 291 003	-237 666

Licenças de CO<sub>2</sub>

No âmbito do Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE), as licenças de emissão de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) representam um custo variável de produção e constituem um ativo que as centrais passaram a deter a partir de 2008. Assim, considerou-se importante incluir este tema no âmbito dos incentivos. Uma vez que a atividade de produção nas Regiões Autónomas é regulada pela ERSE, o âmbito do incentivo à gestão eficiente das licenças de emissão CO<sub>2</sub> incluiu estas regiões.

Dadas as alterações legislativas e as incertezas associadas ao período de cumprimento (2012 – 2020), a ERSE revogou o Despacho da ERSE n.º 11210/2008, de 17 de abril, estabelecendo a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, o mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub>, no seguimento de um novo enquadramento legal do mecanismo de CELE, o que, por sua vez, ditou alterações quer no funcionamento dos mercados de emissões, quer nas valorizações das mesmas, com impacto no funcionamento do setor elétrico português.

O mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> visava otimizar a gestão das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> das centrais com CAE não cessados (complementando o mecanismo anterior), assim como das centrais geridas pela EDA - Electricidade dos Açores e EEM - Empresa de Electricidade da Madeira (cujos custos de produção são regulados pela ERSE), respetivamente na Região Autónoma dos Açores (RAA) e na Região Autónoma da Madeira (RAM).

Com a entrada em vigor da Diretiva n.º 2/2021, a 19 de janeiro, que estabeleceu o Incentivo para a gestão otimizada dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) não cessados, a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, foi revogada na sua totalidade.

Assim, em 2021, devido à inexistência de um quadro regulamentar relativo ao regime de incentivos para a gestão otimizada de licenças de emissão de CO<sub>2</sub> na RAA e na RAM, não se aplica o incentivo associado às

compras de licenças de emissão de CO2 na RAA e na RAM, sem prejuízo da ERSE suscitar em consulta a sua eventual continuidade.

#### Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira, calculado de acordo com o artigo 163.º, do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, 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.

Em 2021, este ajustamento foi de -3,176 milhões de euros.

#### **Quadro 4-114 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas**

Unidade: 10³ EUR

		2021
1	Proveitos obtidos pela EEM por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM aos fornecimentos a clientes finais da RAM	123 831
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAM das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	97 097
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.	25 619
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAM das tarifas de Comercialização	4 292
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAM	0
<b>6=1-2-3-4-5</b>	<b>Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAM</b>	<b>-3 176</b>

#### Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O quadro infra apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-115 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	2021 (1)	Tarifas 2021 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	12 571	14 036	-10,4%
<b>Ativo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	499 920	540 722	
Investimento Direto	1 483	13 976	
Transferências para Exploração	33 875	5 200	
Reclassificações, alienações e abates	-14	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>535 264</b>	<b>559 899</b>	<b>-4,4%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	351 042	352 447	
Amortizações do Exercício	13 564	15 191	
Regularizações	-12	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>364 593</b>	<b>367 639</b>	<b>-0,8%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	31 702	49 025	
Comparticipações do ano	15 454	6 354	
Amortização do ano	1 726	2 216	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>45 431</b>	<b>53 164</b>	<b>-14,5%</b>
<b>Ativo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2020 (7) = (1) - (3) - (5)	117 176	139 250	-15,9%
Valor de 2021 (8) = (2) - (4) - (6)	125 240	139 096	-10,0%
<b>Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>121 208</b>	<b>139 173</b>	<b>-12,9%</b>

O desvio verificado entre o valor final dos ativos, previsto e real de 2021, decorreu essencialmente do menor valor de ativo transitado do ano de 2020, face a alguns atrasos ocorridos na realização de investimentos devido aos constrangimentos provocados pela situação pandémica associada ao COVID-19.

#### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital referente ao período de regulação 2018-2020<sup>101</sup> varia com base na evolução da média das *yields* das OT a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de novembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2021 foi de 4,60%. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das

<sup>101</sup>O período de regulação 2018-2020 foi prolongado para 2021 na sequência da crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19, na sequência da aprovação do Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio. Assim, os parâmetros regulatórios aprovados na Diretiva n.º 2/2018, de 4 de janeiro, para o período de regulação 2018 -2020 foram excecionalmente aplicados até 31 de dezembro de 2021.

Obrigações do Tesouro da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,51%.

### Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 120.º do Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento definitivo aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAM, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2020 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2020. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2021).

O valor resultante é atualizado para 2023 através da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2021, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2022, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais. O cálculo do valor do ajustamento por aplicação da tarifa social, no montante de 43 milhares de euros, pode ser analisado no quadro seguinte.

**Quadro 4-116 - Ajustamento da tarifa social**

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2021</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	3 856
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2	3 243
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-2, por aplicação da tarifa social	612
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	578
$i_{t,2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,009%
$i_{t,1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	1,335%
$E = C \times (1 + i_{t,2}) \times (1 + i_{t,1}) - [D \times (1 + i_{t,1})]$	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	43

### **AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022**

#### CAPEX

Os proveitos permitidos de 2023 incluem, também, um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2022, que conforme previsto no artigo 156.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 2022. O valor total a devolver ao sistema decorre do efeito conjugado de decréscimo ao nível do valor médio dos ativos fixos e das respetivas amortizações, e do acréscimo verificado na taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2022 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-117.

Quadro 4-117 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2022	2022 em 2022	Tarifas 2023
1	Amortização dos ativos fixos	13 647	13 067	
2	Valor médio dos ativos fixos	131 823	125 478	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,40%	4,75%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	19 447	19 023	
B= A (2022 em 2022) - A (Tarifas 2022)		Ajustamento sem juros		-425
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			1,335%
D=B*(1+C)		Ajustamento com juros		-430

#### TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 143.º do 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 de t-1 aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAM, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2022 e o desconto previsto conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2022, ascendendo a -51 milhares de euros. Este montante é atualizado para 2023 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2022, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais.

O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social pode analisar-se no quadro seguinte.

Quadro 4-118 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 <sup>3</sup> EUR
		<b>2022</b>
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	3 289
A'	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1 (Jun2022)	3 300
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	3 345
C = A - B	Ajustamento sem juros aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-51
$i_{t-1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	1,335%
$D = (1 + i_{t-1}) \times C$	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	-51

#### 4.7.2 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.

##### 4.7.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, na atividade de Distribuição de Energia Elétrica, é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 144.º do Regulamento Tarifário em vigor. O quadro infra apresenta os valores considerados no cálculo dos proveitos permitidos para 2023, comparando-os com os considerados nas tarifas para 2022.

Quadro 4-119 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2022	Tarifas 2023	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>13 083</b>	<b>14 395</b>	<b>10,0%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	9 139	9 212	0,8%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	103 481	102 517	-0,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	4,70%	5,05%	0,35 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-919	10	-101,1%
<b>2</b>	<b>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)]</b>	<b>4 996</b>	<b>5 016</b>	<b>0,4%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 498	2 485	-0,5%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 498	2 531	1,3%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,00572	0,00569	-0,5%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	218 386	218 637	0,1%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	3,82009	3,80035	-0,5%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	327	339	3,6%
<b>3</b>	Rendas de concessão dos municípios em MT	0	0	-
<b>4</b>	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-268	861	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>18 348</b>	<b>18 551</b>	<b>1,1%</b>
<b>6</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]</b>	<b>9 441</b>	<b>11 113</b>	<b>17,7%</b>
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	6 975	7 562	8,4%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	53 978	58 443	8,3%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	4,70%	5,05%	0,35 p.p.
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-72	603	-
<b>7</b>	<b>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)]</b>	<b>11 667</b>	<b>11 839</b>	<b>1,5%</b>
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 834	5 804	-0,5%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	5 833	6 035	3,5%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/kWh)	0,00507	0,00504	-0,5%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	575 138	614 329	6,8%
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,02063	0,02052	-0,5%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	141 414	143 090	1,2%
<b>8</b>	Rendas de concessão dos municípios em BT	6 933	8 046	16,1%
<b>9</b>	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
<b>10</b>	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	275	408	-
<b>11 = 6 + 7 + 8 + 9 - 10</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>27 766</b>	<b>30 591</b>	<b>10,2%</b>
<b>12 = 5 + 11</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>46 114</b>	<b>49 142</b>	<b>6,6%</b>
13	Energia Distribuída (MWh)	793 524	832 966	5,0%
<b>14 = (12 + 4 + 10) / 13 * 1000</b>	<b>Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)</b>	<b>58,1</b>	<b>60,5</b>	<b>4,1%</b>

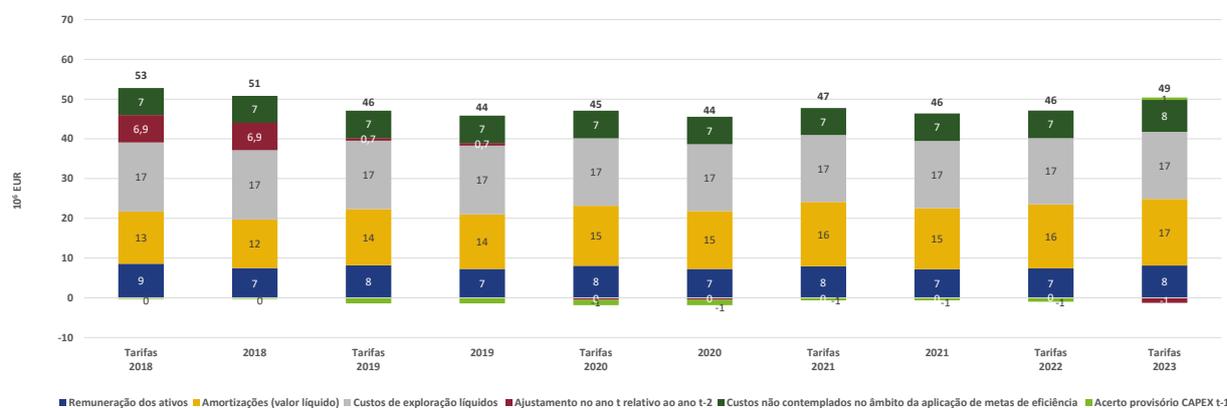
A análise do quadro evidencia um ligeiro acréscimo do nível dos proveitos permitidos em média tensão de 2023 face aos valores aceites das tarifas para 2022 (de 18,3 milhões de euros para 18,6 milhões de euros), enquanto os proveitos permitidos da baixa tensão apresentam um acréscimo maior (de 27,8 milhões de euros para 30,6 milhões de euros). No total da atividade de distribuição de energia elétrica, os proveitos permitidos aumentam 6,6% para 49,1 milhões de euros

Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta um aumento de 4,1%, para os 60,5 EUR/MWh. Esta evolução deve-se, essencialmente, ao acréscimo do CAPEX em MT e BT (10,0% e 17,7%, respetivamente) em relação a tarifas de 2022, devido ao maior investimento na BT e ao aumento do WACC em 0,35 p.p..

Por outro lado, o OPEX aumenta 0,4% ao nível da MT e 1,5% na BT. 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.

Na Figura 4-26 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2018 a 2023, comprando os valores previstos pela ERSE em sede de tarifas, com os valores definitivos considerados no cálculo dos ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2021 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2021 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

**Figura 4-26 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM**



Prevê-se que, tal como nos anos anteriores, as principais rubricas de custo em 2023 serão o custo com capital (remuneração do ativo adicionado dos custos com as amortizações) e os custos de exploração. Registe-se que, desde 2016, começaram a ser reconhecidos nas tarifas os custos com o pagamento das rendas de concessão. Para o apuramento dos montantes relativos às Rendas de Concessão, o valor do Índice de Preços no Consumidor (IPC) de t-3 considerado em t-2 é calculado de acordo com a taxa de variação média dos últimos 12 meses nacional publicado pelo INE (à segunda casa decimal). Similarmente, no apuramento do valor de t serão também utilizadas previsões arredondadas às centésimas. Prevê-se que

em 2023 o valor das rendas na Região Autónoma da Madeira ascende a 8,0 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.3.

#### 4.7.2.2 AJUSTAMENTOS

##### **AJUSTAMENTO DE 2021**

O ajustamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica (DEE) é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 121.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio.

No Quadro 4-120 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2021, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2021, por nível de tensão.

Os custos com capital em MT e BT foram menores do que os previstos para 2021, enquanto no que diz respeito aos custos de exploração os valores apresentaram praticamente o mesmo nível da previsão.

Assim, o ajustamento de MT situa-se nos 0,861 milhões de euros, enquanto o ajustamento de BT, de 0,408 milhões de euros, em ambos os casos valores a devolver pela empresa. Analisando o total da atividade, observa-se um ajustamento positivo de t-2 para a atividade de distribuição de 1,269 milhões de euros.

O desvio de 2021 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -20,1 milhões de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2021 por aplicação das tarifas no Continente no total (linha 6 e linha 20) e os proveitos a proporcionar em 2021, definidos em 2022 (linhas 5 e 19));
- +22,4 milhões de euros (linhas 7 e 21) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE;
- -1,0 milhões de euros (linhas 12 e linha 26) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-120 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2021	Tarifas	Diferença	
		10 <sup>9</sup> EUR	2021	2021 - Tarifas 2021	%
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]</b>	<b>12 848</b>	<b>14 142</b>	<b>-1 295</b>	<b>-9,2%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	8 789	9 461	-672	-7,1%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	99 371	110 366	-10 995	-10,0%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	4,76%	4,85%	-0,09 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-667	-667	0	-
<b>2</b>	<b>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)]</b>	<b>4 677</b>	<b>4 716</b>	<b>-39</b>	<b>-0,8%</b>
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 308	2 308	0	0,0%
e	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 369	2 408	-39	-1,6%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,00548	0,00548	0	0,0%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	202 112	217 757	-15 645	-7,2%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	3,78973	3,78973	0	0,0%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	333	321	12	3,8%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-1	0	-1	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-230	-230	0	0,0%
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>17 753</b>	<b>19 088</b>	<b>-1 335</b>	<b>-7,0%</b>
<b>6</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>1 883</b>			
7	Compensação relativa ao sobrecurso da DEE, em MT	17 638			
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	0,009%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	1,335%			
<b>11 = (6 - 5 + 7 + 8) * (1+(9)/100) * (1+(10)/100)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>1 792</b>			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-931			
<b>13 = 11 + 12</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT</b>	<b>861</b>			
<b>14</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k) + (i')]</b>	<b>9 164</b>	<b>9 434</b>	<b>-271</b>	<b>-2,9%</b>
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	6 556	6 732	-176	-2,6%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	52 337	53 319	-982	-1,8%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	4,76%	4,85%	-0,09 p.p.	-
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	119	119	0	-
<b>15</b>	<b>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)]</b>	<b>12 251</b>	<b>12 141</b>	<b>110</b>	<b>0,9%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 063	6 063	0	0,0%
m	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 188	6 078	110	1,8%
n	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,00519	0,00519	0	0,0%
o	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	584 297	572 738	11 559	2,0%
p	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,02220	0,02220	0	0,0%
q	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	142 082	139 824	2 258	1,6%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	6 836	6 764	72	-
17	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	50	0	51	-
18	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	309	309	0	0,0%
<b>19 = 14 + 15 + 16 + 17 - 18</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>27 992</b>	<b>28 030</b>	<b>-38</b>	<b>-0,1%</b>
<b>20</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>23 736</b>			
21	Compensação relativa ao sobrecurso da DEE, em BT	4 730			
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	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,009%			
24	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	1,335%			
<b>25 = (20 - 19 + 21 + 22) * (1+(23)/100) * (1+(24)/100)</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>481</b>			
26	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-73			
<b>27 = 25 + 26</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT</b>	<b>408</b>			
<b>28 = 13 + 27</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2</b>	<b>1 269</b>			

Nota: Ajustamentos com sinal negativo (-) são valores a receber pela empresa. Ajustamentos com sinal positivo (+) são valores a devolver pela empresa.

Com a publicação do Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto, a atividade de distribuição de energia elétrica passou a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Neste sentido, para efeitos do cálculo tarifário de 2023 foi considerado o valor de 50 milhares de euros ao nível do ajustamento de 2021. 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.

#### Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-121 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2021 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

**Quadro 4-121 - Energia entregue pelas redes de distribuição**

Unidade: MWh

	2021	Tarifas 2021	Desvio (2021-Tarifas 2021)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	202 112	217 757	-15 645	-7,2%
Fornecimentos BT	584 297	572 738	11 559	2,0%
<b>Total</b>	<b>786 409</b>	<b>790 495</b>	<b>-4 086</b>	<b>-0,5%</b>

#### Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-122 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-122 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	2021 (1)	Tarifas 2021 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
<b>Investimento a custos técnicos</b>	16 097	29 644	-45,7%
<b>Activo Fixo Bruto</b>			
Saldo Inicial (1)	449 082	457 931	
Investimento Directo	10 622	20 053	
Transferências para Exploração	5 745	2 311	
Reclassificações, alienações e abates	-33	0	
<b>Saldo Final (2)</b>	<b>465 416</b>	<b>480 295</b>	<b>-3,1%</b>
<b>Amortização Acumulada</b>			
Saldo Inicial (3)	288 663	289 193	
Amortizações do Exercício	16 151	16 941	
Regularizações	-28	0	
<b>Saldo Final (4)</b>	<b>304 785</b>	<b>306 134</b>	<b>-0,4%</b>
<b>Comparticipações</b>			
Saldo inicial líquido (5)	8 922	8 138	
Comparticipações do ano	598	0	
Amortização do ano	806	748	
<b>Saldo Final (6)</b>	<b>8 714</b>	<b>7 391</b>	<b>17,9%</b>
<b>Activo líquido a remunerar</b>			
Valor de 2015 (7) = (1) - (3) - (5)	151 498	160 600	-5,7%
Valor de 2016 (8) = (2) - (4) - (6)	151 917	166 771	-8,9%
<b>Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2</b>	<b>151 708</b>	<b>163 685</b>	<b>-7,3%</b>

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2021 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas, dando continuidade à tendência verificada em 2020, onde o valor previsto para o investimento na atividade de distribuição foi superior ao valor realizado.

#### Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das OT a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2021 foi de 4,85% para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das OT da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,76%.

## AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022

Os proveitos permitidos de 2023 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2022, que conforme previsto no artigo 156.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 2022. O valor total a receber pela empresa decorre do acréscimo acentuado do valor médio dos ativos fixos em BT, que compensou o efeito de decréscimo dos ativos em BT e de redução da taxa de remuneração. Assim, o cálculo do valor incluído nas tarifas de 2023 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1, de 603 milhares de euros, é o que se apresenta no Quadro 4-123.

Quadro 4-123 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos	
		Tarifas 2022 em 2022	Tarifas 2023
<b>MT</b>			
1	Amortização dos ativos fixos	9 139	8 980
2	Valor médio dos ativos fixos	103 481	99 729
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,70%	5,05%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 002	14 013
B=A (2022 em 2022) - A (Tarifas 2022)	Ajustamento sem juros		10
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		1,335%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		10
<b>BT</b>			
1	Amortização dos ativos fixos	6 975	7 318
2	Valor médio dos ativos fixos	53 978	55 270
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,70%	5,05%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	9 512	10 107
B=A (2022 em 2022) - A (Tarifas 2022)	Ajustamento sem juros		595
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		1,335%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		603

### 4.7.3 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.

#### 4.7.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O valor dos proveitos permitidos à concessionária do transporte e distribuição na RAM na atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 145º do Regulamento Tarifário em vigor.

O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2023, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2022.

Quadro 4-124 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

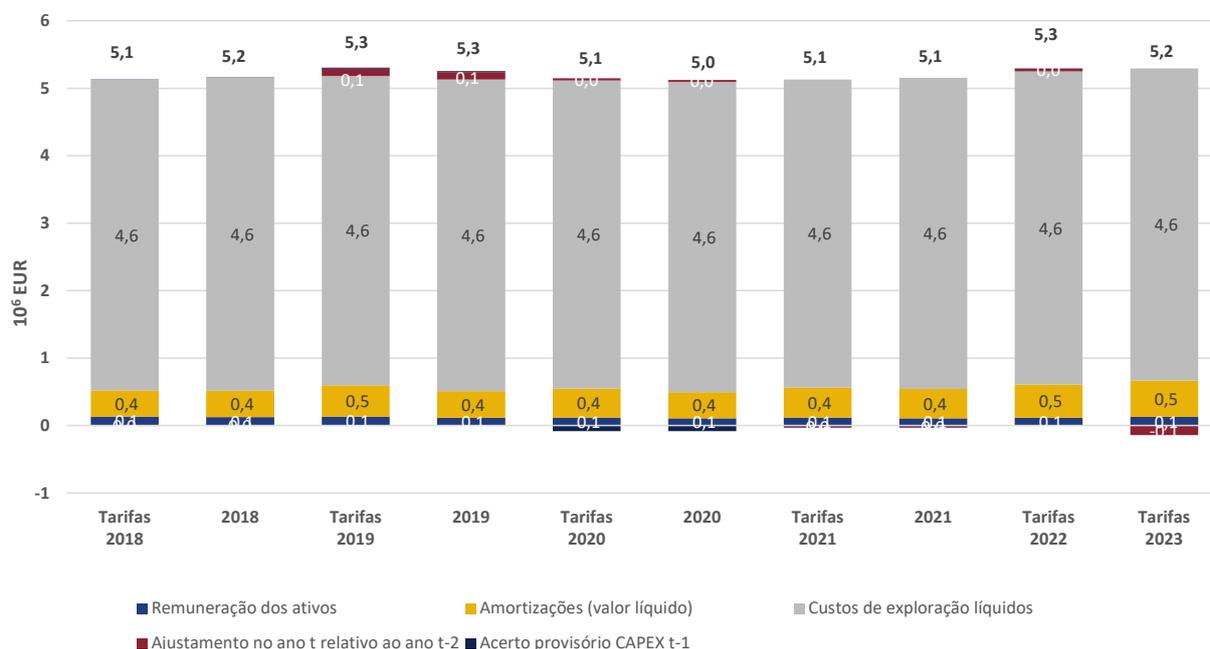
Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tariffas 2022 (1)	Tariffas 2023 (2)	Variação (%) (3) = [(2) - (1)] / (1)
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]</b>	<b>61</b>	<b>70</b>	<b>14,7%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	49	54	9,0%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	243	257	5,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	4,70%	5,05%	0,35 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	0	3	4438,1%
<b>2</b>	<b>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)]</b>	<b>464</b>	<b>467</b>	<b>0,8%</b>
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	232	230	-1,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	232	238	2,5%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,70896	0,70176	-1,0%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	327	339	3,6%
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	-13	85	-
<b>5 = 1 + 2 + 3 - 4</b>	<b>Proveitos permitidos em MT</b>	<b>538</b>	<b>452</b>	<b>-16,0%</b>
<b>6</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]</b>	<b>549</b>	<b>630</b>	<b>14,7%</b>
h	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	445	485	9,0%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 185	2 310	5,7%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	4,70%	5,05%	0,35 p.p.
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	1	28	4439,7%
<b>7</b>	<b>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)]</b>	<b>4 180</b>	<b>4 162</b>	<b>-0,4%</b>
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 090	2 069	-1,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 090	2 093	0,2%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 <sup>3</sup> EUR/cliente)	0,01478	0,01463	-1,0%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	141 414	143 090	1,2%
8	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	1	-1	-
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-25	55	-
<b>10 = 6 + 7 + 8 - 9</b>	<b>Proveitos permitidos em BT</b>	<b>4 754</b>	<b>4 735</b>	<b>-0,4%</b>
<b>11 = 5 + 10</b>	<b>Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>5 293</b>	<b>5 188</b>	<b>-2,0%</b>
<b>12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)</b>	<b>Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/cliente)</b>	<b>37,1</b>	<b>37,1</b>	<b>0,2%</b>

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2022 apresenta um decréscimo de 2,0% (-105 milhares de euros) face aos valores aceites nas tarifas para 2022, para 5,188 milhões de euros (452 milhares de euros em MT e 4,735 milhões de euros em BT).

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2018 a 2023, comparando os valores previstos em sede de tarifas com os valores definitivos considerados no cálculo dos ajustamentos. Verifica-se uma certa estabilidade ao longo do período analisado.

Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM



Registe-se que a grande maioria dos proveitos permitidos diz respeito aos custos de exploração.

#### 4.7.3.2 AJUSTAMENTOS

##### AJUSTAMENTOS DE 2021

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 122.º do Regulamento Tarifário aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.º 76/2019, de 18 de janeiro e n.º 496/2020, de 26 de maio.

O Quadro 4-125 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2021, apurado por nível de tensão.

Verifica-se na atividade de comercialização, um desvio negativo do CAPEX inferior ao desvio positivo do OPEX, levando a um ajustamento de t-2 a devolver pela empresa de 0,140 milhões de euros. Este efeito materializou-se em 0,085 milhões de euros em MT e 0,055 milhões de euros em BT.

O desvio de 2021 é decomposto pelas seguintes parcelas:

- -0,83 milhões de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2021 por aplicação das tarifas no Continente (linha 6 e linha 19) e os proveitos a proporcionar em 2021, definidos em 2022 (linha 5 e linha 18);
- +0,968 milhões de euros (linha 7 e linha 20) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE;
- 0,001 milhões de euros (linha 12 e linha 25) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-125 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2021	Tarifas	Diferença	
		10 <sup>3</sup> EUR	2021	2021 - Tarifas	2021
		10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	10 <sup>3</sup> EUR	%
<b>1</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]</b>	<b>54</b>	<b>56</b>	<b>-2</b>	<b>-3,4%</b>
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	44	44	-1	-1,7%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	226	245	-19	-7,8%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	4,76%	4,85%	-0,09 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-1	-1	0	-
<b>2</b>	<b>Custos de exploração afectos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e)* (f)]</b>	<b>471</b>	<b>462</b>	<b>9</b>	<b>2,0%</b>
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	225	225	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	246	237	9	3,8%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,73982	0,73982	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	333	321	12	3,8%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	13	13	0	0,0%
<b>5 = 1+2+3-4</b>	<b>Proveitos Permitidos em MT</b>	<b>512</b>	<b>505</b>	<b>7</b>	<b>1,4%</b>
<b>6</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT</b>	<b>6</b>			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	590			
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	0,009%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	1,335%			
<b>11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9)/100]*[1+(10)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>85</b>			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	0			
<b>13 = 11 + 12</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>85</b>			
<b>14</b>	<b>Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]</b>	<b>485</b>	<b>502</b>	<b>-17</b>	<b>-3,4%</b>
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	393	400	-7	-1,7%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 035	2 207	-173	-7,8%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	4,76%	4,85%	-0,09 p.p.	-
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-5	-5	0	-
<b>15</b>	<b>Custos de exploração afectos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(j) + (k)* (l)]</b>	<b>4 140</b>	<b>4 107</b>	<b>34</b>	<b>0,8%</b>
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 029	2 029	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	2 111	2 078	34	1,6%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,014861	0,014861	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	142 082	139 824	2 258	1,6%
16	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	-1	1	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	16	16	0	-
<b>18</b>	<b>Proveitos Permitidos em BT</b>	<b>4 610</b>	<b>4 592</b>	<b>17</b>	<b>0,4%</b>
<b>19</b>	<b>Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT</b>	<b>4 286</b>			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	378			
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	0,009%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	1,335%			
<b>24 = (19 - 18 + 20 + 21) * [1+(22)/100]*[1+(23)/100]</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>54</b>			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	1			
<b>26 = 24 + 25</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2</b>	<b>55</b>			
<b>27 = 13 + 26</b>	<b>Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2</b>	<b>140</b>			

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 infra apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2021 e o verificado, tanto em MT como em BT.

**Quadro 4-126 - Número médio de clientes**

	2021	Tarifas 2021	Desvio (2021-Tarifas 2021)	
			Valor	%
Cientes MT	333	321	12	3,8%
Cientes BT	142 082	139 824	2 258	1,6%
<b>TOTAL</b>	<b>142 415</b>	<b>140 144</b>	<b>2 271</b>	<b>1,6%</b>

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das OT a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2020 foi de 4,85% para a atividade de Comercialização de Energia Elétrica. Tendo em conta a evolução das cotações médias diárias das OT da República Portuguesa a 10 anos, a taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,76%.

**AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2022**

Os proveitos permitidos de 2023 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2022, que conforme previsto no artigo 156.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 2022. O valor total a receber pela empresa decorre essencialmente da diminuição da taxa de remuneração, apesar do ligeiro decréscimo verificado no valor médio dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2023 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-127.

Quadro 4-127 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Unid: 10<sup>3</sup> EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2022	2022 em 2022	Tarifas 2023
<b>MT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	49	52	
2	Valor médio dos ativos fixos	243	246	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,70%	5,05%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	61	64	
B=A (2022 em 2022) - A (Tarifas 2022)	Ajustamento sem juros			3
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			1,335%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			3
<b>BT</b>				
1	Amortização dos ativos fixos	445	464	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 185	2 213	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,70%	5,05%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	548	575	
B=A (2022 em 2022) - A (Tarifas 2022)	Ajustamento sem juros			27
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			1,335%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			28

4.7.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2023

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2023 é apresentado no Quadro 4-128. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2022.

Quadro 4-128 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2022	Tarifas 2023	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 813	249 997	66,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 114	49 142	6,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 293	5 188	-2,0%
<b>Proveitos permitidos da EEM</b>	<b>201 219</b>	<b>304 327</b>	<b>51,2%</b>

Os proveitos permitidos da EEM para 2023 apresentam um acréscimo substancial face aos valores de 2022, situando-se nos 304,3 milhões de euros. Esta variação resulta essencialmente do aumento do nível de proveitos da atividade da AGS da EEM, particularmente pelo acréscimo dos custos com combustíveis, aquisição de energia a produtores do sistema público da RAM e custos com a aquisição de licenças de CO<sub>2</sub>.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos da EEM apresentam um aumento em relação aos valores de 2022 em cerca de 39,5% situando-se nos 281,2 milhões de euros.

**Quadro 4-129 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Tarifas 2022	Tarifas 2023	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	150 127	225 417	50,2%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 121	50 410	9,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 254	5 328	1,4%
<b>Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)</b>	<b>201 502</b>	<b>281 155</b>	<b>39,5%</b>

O Quadro 4-130 sintetiza a informação por atividade regulada, permitindo analisar o efeito global dos ajustamentos de t-2 e t-1, nomeadamente comparar os valores dos proveitos permitidos fixados em tarifas 2021, com os proveitos recuperados em 2021 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2021 e com os proveitos de 2021 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2023.

Quadro 4-130 - Ajustamentos da EEM a repercutir nas tarifas de 2023

Unidade: 10<sup>6</sup> EUR

	Proveitos a proporcionar em 2021, definidos em 2020 (Tarifas 2021)	Proveitos recuperados em t-2 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2021, definidos em 2022	Convergência Tarifária de t-2	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Desvio	Ajustamento a repercutir em t	Anulação do desvio de custo com capital de t-1	Ajustamento de t-2 a repercutir em t, corrigido do desvio do custo com capital
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6)	(8) = (7) * (1+i+spread) * (1+i+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	132 212	97 097	155 256	38 281	0	-3 176	-23 055	-23 364	-1 216	-24 581
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	47 117	25 619	45 744	22 368	0		2 242	2 273	-1 004	1 269
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 097	4 292	5 122	968	0		138	139	1	140
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>184 427</b>	<b>127 008</b>	<b>206 122</b>	<b>61 617</b>	<b>0</b>	<b>-3 176</b>	<b>-20 674</b>	<b>-20 952</b>	<b>-2 219</b>	<b>-23 172</b>

#### 4.7.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 4-131 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAM.

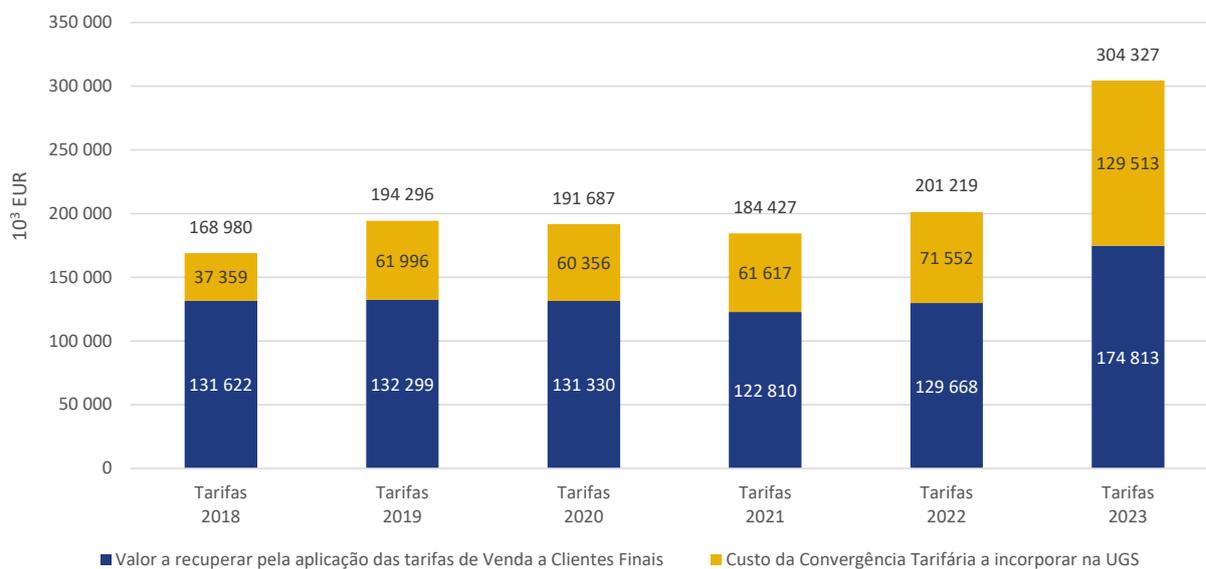
**Quadro 4-131 - Custo com a convergência tarifária da RAM**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

		Tarifas 2022	Tarifas 2023
$\tilde{S}M_i^{AGS}$	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>50 302</b>	<b>105 854</b>
$\tilde{R}_i^{MAGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 813	249 997
$\tilde{R}_{AGS,j,t}^M$	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	99 511	144 144
$\tilde{S}RAM_i^{AGS}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de AGS da RAM	0	0
$\tilde{S}M_i^D$	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>20 795</b>	<b>22 732</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{MD}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 114	49 142
$\tilde{R}_{D,j,t}^M$	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	25 319	26 410
$\tilde{S}RAM_{D,i}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de DEE da RAM	0	0
$\tilde{S}M_i^C$	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>454</b>	<b>927</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{MC}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 293	5 188
$\tilde{R}_{C,j,t}^M$	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	4 838	4 260
$\tilde{S}RAM_{C,j,t}$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de CEE da RAM	0	0
$\tilde{R}AM_{Pol,i}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>71 552</b>	<b>129 513</b>

A Figura 4-28 apresenta a evolução os proveitos permitidos da EEM previstos para cada ano em sede, com a seguinte desagregação:

Figura 4-28 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2023 registou um substancial acréscimo relativamente ao valor de 2022, sendo o mais elevado da série histórica observada. Este comportamento é explicado pelo aumento dos proveitos permitidos da EEM, em consequência do elevado crescimento dos custos com combustíveis, CO<sub>2</sub> e aquisição de energia, na atividade da AGS.

## 5 ANÁLISES COMPLEMENTARES

### 5.1 AÇÕES DE FISCALIZAÇÃO DESENVOLVIDAS

O *unbundling* das atividades do Sistema Elétrico Nacional (SEN), onde se destaca a atividade de redes, determinado pelo normativo legal para garantir um funcionamento mais transparente dos mercados grossista e retalhista, impactou numa reorganização empresarial. Em particular, observou-se um crescimento do número de operadores nas atividades do SEN ao longo da sua cadeia de valor que passaram a ser desenvolvidas por diferentes empresas.

Este aspeto incrementou a complexidade cada vez mais notória das atividades reguladas e conduziu à necessidade do regulador obter informação mais detalhada sobre as mesmas. O facto dos operadores das atividades do setor elétrico estarem integrados em grupos económicos de elevada dimensão e importância económica e puderem incluir na sua estrutura de negócio atividades não reguladas aumentou a complexidade da regulação dos setores elétricos. 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 emaranhado de relações/operações entre as empresas reguladas e empresas não reguladas, potenciando a existência de subsidiações cruzadas entre essas atividades em desfavor dos consumidores, o que, por sua vez, justifica uma maior vigilância do regulador sobre os fluxos económicos entre atividades. Esta realidade criou a necessidade de a ERSE obter informação mais detalhada sobre as atividades. Em particular, a existência de empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas nos diversos grupos empresariais do setor energético implicou, a partir de 2013, entre outros procedimentos, o início da análise e monitorização das operações intragrupo consubstanciada na análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT).

A análise interna desta documentação realizada tem permitido à ERSE obter um maior conhecimento sobre as operações intragrupo, seus impactes económicos, materialidade e situações críticas. Adicionalmente, a ERSE mantém um processo regular de realização de auditorias complementares às auditorias regulares que devem suportar a informação económica e financeira a enviar à ERSE nos termos do Regulamento Tarifário, com recurso por entidades independentes externas, e ações de fiscalização às empresas reguladas para

obtenção de informação complementar à reportada nos DFPT, nomeadamente no que respeita às operações consideradas críticas após análise da equipa da ERSE.

Neste âmbito, com impacto direto nos proveitos permitidos para as tarifas de 2023 das atividades reguladas realçam-se as seguintes ações:

- Auditoria realizada no âmbito do Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos do Operador de Rede de Transporte de Energia Elétrica, tal como mencionado no ponto 4.2.2.2., para verificar a inexistência de distorções materialmente relevantes na aplicação deste incentivo, designadamente a consistência entre o ativo bruto da atividade de TEE e os equipamentos existentes no terreno. Esta ação motivou um conjunto de recomendações para o incremento do rigor da informação reportada para efeitos tarifários.
- Acompanhamento da auditoria ao processo de aplicação dos custos de referência, determinado pelo Despacho n.º 14 430/2010, de 15 de setembro, com as alterações introduzidas pela Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro, para validar a aplicação deste mecanismo em 2021. Esta auditoria justificou a não aceitação para efeitos tarifários de um painel de 400kV localizado na subestação de Ribeira de Pena, por não cumprimento do artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações, tal como mencionado no ponto 4.2.2.2.
- Auditoria aos ativos BT entrados em exploração em 2017 que permitiu identificar não conformidades que justificaram a devolução ao sistema da remuneração auferida por ativos indevidamente reportados, tal como referido no ponto 4.4.2.2.
- Auditoria aos ativos BT entrados em exploração em 2018 e 2019. Esta auditoria motivou um conjunto de recomendações associadas aos procedimentos de reporte e controlo interno, à necessidade de retificar os mapas de reporte e à realização de uma auditoria interna que avalie o reporte de ativos fisicamente não existente, com especial enfoque nos procedimentos de desmantelamentos.
- Auditoria de avaliação da racionalidade dos investimentos efetuados em sistemas de informação pelo Comercializador de Último Recurso, tal como mencionado no ponto 4.5. Esta ação impactou na revisão dos valores dos investimentos aceites para efeitos tarifários e na apresentação de um conjunto de recomendações no sentido de ser desenvolvido um sistema de gestão que permita a afetação mais adequada dos recursos.
- Ação de fiscalização documental, em curso, que incide sobre as operações intragrupo do grupo EDA. Os elementos recolhidos atestam a necessidade de ajustamento dos proveitos da EDA em

resultado da repercussão indevida de custos com operações com a empresa Gracióllica, tal como referido no ponto 4.6.1.2.

Findos os processos de auditoria ou de fiscalização, a ERSE também tem desenvolvido atividades de monitorização / *follow up* das conclusões apresentadas nos relatórios de auditoria ou ações de fiscalização realizadas, com o objetivo de aferir o grau de implementação das recomendações apresentadas pela ERSE ou por entidades independentes participantes nesses processos.

## 5.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

### 5.2.1 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.

Tal como referido em processos anteriores, o cumprimento do requisito legal suprarreferido, levou a ERSE a implementar, a partir de 2013, um processo anual de recolha de informação sobre a atividade de comercialização através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás natural. Este processo tem-se caracterizado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado. Na análise efetuada para o ano de 2013, a amostra inicial incluía os dados de 23 empresas, enquanto para a presente análise a amostra inicial já inclui cerca de cinco dezenas de empresas comercializadoras. Este crescimento foi justificado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado decorrente de iniciativas de promotores nacionais e de outros países, designadamente de Espanha. No entanto, também se tem observado algumas saídas de empresas nesta atividade.

Este alargamento da amostra produz elevados benefícios para a presente análise em resultado do incremento da informação sobre os recursos necessários para o desenvolvimento da atividade de atividade de comercialização, bem como, novos desafios para o processo de recolha dessa mesma informação anual. Neste tipo de análises importará garantir a comparabilidade da informação suportada numa harmonização dos procedimentos de reporte. Os regulamentos regulatórios determinam, em geral, para um comercializador regulado, o reporte dos gastos por segmentos, nomeadamente, pela atividade de compra e venda de energia, atividade de compra e venda de acessos à rede de transporte e distribuição (infraestruturas) e a estrita atividade de comercialização. A publicação dos custos de referência e a

presente análise referem-se unicamente à última atividade, excluindo os impactes associados à compra e venda de energia e acessos. Os novos operadores de mercado tendem a apresentar um menor domínio desta terminologia e respetivos requisitos de reporte associados ao processo regulatório das diferentes atividades e funções das cadeias de valor dos setores da energia elétrica e do gás.

A distinção dos diferentes segmentos de atividade associados aos comercializadores de energia impacta numa maior complexidade do processo de recolha de informação, por obrigar à realização de um processo adequado de alocação dos gastos por atividade e, posterior, reporte. Acresce o facto de alguns operadores estarem integrados em grupos económicos internacionais com processos de reporte contabilístico distintos.

A entrada de novos comercializadores tem levado a ERSE, aquando do processo de submissão dos questionários, a desenvolver diversas interações de clarificação do procedimento de reporte da informação junto dessas empresas e procurar assegurar uma garantia de harmonização e fiabilidade dos dados e informação constante nas respostas das empresas.

Neste sentido, no presente ano a ERSE procedeu a uma reformulação do questionário anual submetido aos comercializadores a solicitar os dados e as informações relativos à atividade de comercialização desenvolvida durante o ano de 2021. Neste processo foram inquiridos um universo de 57 comercializadores, tendo-se obtido 53 respostas. À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressaltar que os dados dos inquiridos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial. A Figura 5-1 identifica as empresas e/ou os grupos económicos que efetivaram uma resposta ao questionário e/ou procederem à divulgação de informação no contexto do referido questionário.

Os dados obtidos das 53 respostas recebidas relativamente à caracterização da atividade de comercialização no ano de 2021 foram integrados na base de dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Esta base de dados incorpora a informação económica e física sobre atividade de comercialização de energia elétrica e de gás desde o ano 2013. Deste modo, o presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2013 a 2021, resultando numa amostra inicial de 307 observações.

Salienta-se que estes foram reportados de forma voluntária até 2021 no caso dos comercializadores de mercado. O dever destes operadores facultar à ERSE toda a documentação necessária para o exercício das suas competências, onde se inclui documentação económica e financeira, apenas passou a estar legalmente disposta com a publicação do Decreto-Lei 15/2022, de 14 de janeiro. No entanto, a informação

prestada neste processo pelos operadores de mercado continua a não ter uma certificação por entidade independente. Assim, esta situação aconselha alguma prudência na avaliação dos resultados desta análise.

Da análise prévia da amostra observou-se que continua a existir algumas empresas que se apresentam numa fase embrionária da sua atividade, por força da continua entrada de novos *players* e/ou da elevada especificidade da sua atividade operacional (por exemplo, centralizadas no fornecimento a clientes industriais). Estas especificidades criam significativos enviesamentos nos resultados e o surgimento de observações *outliers* ao nível dos custos unitários apresentados. Decorrente desta constatação, manteve-se o procedimento adotado em análises anteriores de aplicação, nesta fase do processo, da metodologia do *Filtro de Tukey* para se proceder à eliminação destas observações. A aplicação desta metodologia resultou numa amostra final de 245 observações.

Figura 5-1 - Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



Não é por demais salientar que a presente análise, que atualiza a análise efetuada no ano anterior, foi efetuada no decurso de um período regulatório, pelo que tem um carácter informativo. Pelo contrário, a análise efetuada em 2021 permitiu sustentar a definição dos parâmetros da atividade de comercialização e,

consequentemente, os proveitos permitidos dessa atividade, para o período compreendido entre 2022 e 2025.

### 5.2.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Nos últimos anos, o setor energético tem sofrido transformações tecnológicas e organizacionais muito significativas. Nas alterações organizacionais destaca-se as *utilities* do setor energético deixarem de ser entendidas como monopólios naturais verticalmente integrados e de propriedade estatal impactando, na maioria dos países ocidentais, num processo de *unbundling* das diversas atividades do setor: produção, transporte e distribuição e privatização dos mesmos. No caso particular da atividade de comercialização sobressai a introdução do fator competição no mercado retalhista do setor elétrico e gás natural que, no caso dos países da União Europeia, tem sido um processo mandatado pelas diversas Diretivas Europeias. Este aspeto tem implicado uma dinâmica na estrutura empresarial da atividade de comercialização de energia com entradas e saídas de comercializadores, reestruturações empresariais, incluindo processos de aquisições e fusões entre as empresas comercializadoras.

Concomitantemente, têm começado a surgir comercializadores com diferentes perfis, quer no que respeita à sua escala, quer em relação às condições de laboração.

Este crescimento do número de comercializadores significará a existência de uma diversidade de perfis de empresas participantes no segmento liberalizado da atividade de comercialização de energia elétrica. Esta diversidade significa ser expectável que as diferentes empresas apresentem estruturas de gastos diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, a localização, a dispersão da atividade, perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, etc.

O Quadro 5-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (2013 a 2021) considerando três indicadores: pontos de entrega, custos totais operacionais da atividade de exploração e o custo operacional unitário por ponto de entrega. Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 5-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2021

Pontos de Entrega (#)			Custo Total (€)			Custo Unitário por Ponto de Entrega		
Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores
1%	267	79	1%	31 867	5 893	1%	18,13 €	16,71 €
5%	1 362	152	5%	61 678	21 526	5%	21,76 €	17,63 €
10%	1 911	267	10%	75 128	31 867	10%	26,74 €	18,13 €
25%	4 120	446	25%	228 794	36 785	25%	34,49 €	18,17 €
50%	14 197	<b>Maiores</b>	50%	1 051 816	<b>Maiores</b>	50%	45,33 €	<b>Maiores</b>
75%	136 541	4 033 167	75%	5 644 408	142 095 785	75%	74,59 €	317,29 €
90%	538 014	4 101 497	90%	25 207 091	157 530 177	90%	152,62 €	320,47 €
95%	1 289 929	4 108 411	95%	35 266 540	165 958 634	95%	195,63 €	329,20 €
99%	4 101 497	4 129 827	99%	157 530 176	246 467 978	99%	320,47 €	358,74 €
<b>Média</b>	253 235	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	10 146 379	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	68,86 €	<b>Observações</b>
<b>Desvio Padrão</b>	735 179	245	<b>Desvio Padrão</b>	28 562 088	245	<b>Desvio Padrão</b>	61,32 €	245

Fonte: ERSE

Deste modo, na presente secção procura-se analisar a diversidade de perfis na atividade de comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e de gás natural. Para efeitos de análise dos diferentes perfis de consumo, foram tidas em conta as seguintes características diferenciadoras, em linha com o já referido anteriormente:

- **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** – medida pelo número de clientes reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2021,

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 a 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 procedimento tem permitido produzir uma informação mais robusta, mais fidedigna do desempenho destas empresas. Este processo levou à redução da amostra final para 175 observações, apresentando-se a análise descritiva no quadro infra.

Quadro 5-2- Análise Descritiva da Amostra – Empresas / Grupos Económicos – 2013 a 2021

Pontos de Entrega (#)			Custo Total (€)			Custo Unitário por Ponto de Entrega		
Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores
1%	152	79	1%	21 526	5 893	1%	18,13 €	16,71 €
5%	1 052	152	5%	72 072	21 526	5%	21,17 €	18,13 €
10%	1 771	267	10%	120 744	31 867	10%	30,56 €	18,17 €
25%	4 307	446	25%	334 956	36 970	25%	39,25 €	18,38 €
50%	37 450	<b>Maiores</b>	50%	3 326 380	<b>Maiores</b>	50%	55,85 €	<b>Maiores</b>
75%	256 638	4 033 167	75%	10 727 302	142 095 785	75%	91,68 €	310,93 €
90%	652 642	4 101 497	90%	31 462 857	157 530 177	90%	158,50 €	320,47 €
95%	2 538 819	4 108 411	95%	70 074 849	165 958 634	95%	195,65 €	329,20 €
99%	4 108 411	4 129 827	99%	165 958 634	246 467 978	99%	329,20 €	358,74 €
<b>Média</b>	354 529	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	14 204 930	<b>Observações</b>	<b>Média</b>	76,62 €	<b>Observações</b>
<b>Desvio Padrão</b>	851 974	175	<b>Desvio Padrão</b>	33 051 686	175	<b>Desvio Padrão</b>	61,62 €	175

Fonte: ERSE

## DIMENSÃO

Da análise do Quadro 5-1 e do Quadro 5-2 observa-se uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível da sua dimensão. Cerca de 50% das observações da amostra corresponde a comercializadores abaixo dos 15 000 clientes (em 2021, este valor situava-se em 18 000 clientes). A amostra apresenta uma dimensão média dos operadores a rondar os 253 000 clientes (em 2021, este valor situava-se nos 262 000 clientes). Esta evolução reflete a entrada de novos *players* de menor dimensão e/ou comercializadores que ainda se encontram numa fase embrionária da sua atividade. Adicionalmente, à semelhança do observado nos resultados de anos anteriores, os valores do desvio padrão e dos intervalos dos percentis continuam a evidenciar uma elevada dispersão das dimensões dos operadores. A literatura económica aponta para uma vantagem económica das empresas de maior dimensão (por exemplo, em termos de número de clientes ou volume de negócios por beneficiarem de economias de escala (Lehto, 2011)<sup>102</sup>.

A heterogeneidade observada nos comercializadores ao nível da dimensão medida pelo número de clientes da amostra recolhida no âmbito da análise dos custos de referência da atividade de comercialização tem constituído uma característica recorrente, que torna complexa a análise da performance económica destas empresas ao nível dos gastos operacionais. Neste caso específico, a análise apenas suportada no nível de gastos sem uma prévia consideração do impacto do fator dimensão produziria resultados e conclusões enviesadas e de reduzida utilidade por se comparar empresas com características distintas. Neste sentido, justifica-se a manutenção da opção ocorrida nas análises efetuadas em anos anteriores, de aplicar-se uma metodologia estatística de análise de clusters para a obtenção de grupos ou classes de dimensão

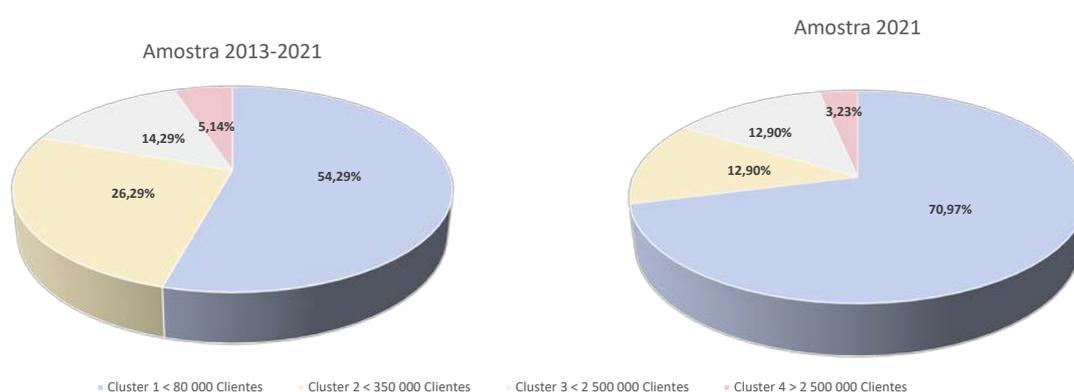
<sup>102</sup> E. Lehto (2011), "Electricity prices in the Finnish retail market", *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

homogêneas dos diferentes comercializadores. O resultado final do agrupamento deve permitir que objetos pertencentes a um dado grupo sejam similares ou relacionados e distintos ou não relacionados com os objetos incluídos noutros grupos.

Esta metodologia pode ser dividida em dois grandes métodos: hierárquicos e de otimização da partição ou não hierárquicos (Everitt e al, 2011). Na presente análise utilizou-se o método de classificação por via da otimização, em particular, uma variante ao algoritmo *K-means*. A utilização deste algoritmo justifica-se por ser um método adequado às características da amostra e ser amplamente utilizado dada a estabilidade de soluções que fornece de acordo com Everitt e al, 2011. Esta opção está relacionada com a heterogeneidade muita elevada do número de clientes apresentados por cada empresa da amostra.

A Figura 5-2 apresenta a caracterização, em termos do número de clientes, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia supra referida

**Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão**



Fonte: ERSE

Além do menor número de operadores existentes no início do período em análise, as diferenças apresentadas entre o peso dos *clusters* na amostra resultam de os dados históricos refletirem uma predominância das empresas reguladas e das primeiras empresas de mercado ligadas a grandes grupos económicos. Os dados para o ano 2021 refletem a entrada significativa dos novos operadores de menor dimensão.

O quadro seguinte apresenta a análise descritiva dos diferentes clusters considerando três indicadores: número de clientes, custos de exploração e custos unitários. Da análise dos resultados é de realçar a manutenção da relação inversa entre a dimensão e o custo unitário observada em anos anteriores. Este resultado parece justificar a existência de economias de escala, já evidenciadas em análises anteriores

Quadro 5-3 - Análise descritiva por categoria de dimensão

		Cluster 1	Cluster 2	Cluster 3	Cluster 4
		< 80 000 Clientes	< 350 000 Clientes	< 2 500 000 Clientes	> 2 500 000 Clientes
<b>Pontos de Entrega</b>	<b>Média</b>	10 953	179 338	771 772	3 717 582
	<b>Desvio Padrão</b>	15 414	67 679	449 324	554 098
	<b>Mínimo</b>	79	84 984	359 510	2 538 819
	<b>Máximo</b>	70 287	333 378	2 125 324	4 129 827
<b>Gastos Operacionais</b>	<b>Média</b>	948 360 €	9 274 060 €	28 736 407 €	138 972 422 €
	<b>Desvio Padrão</b>	1 625 754 €	5 770 050 €	10 962 879 €	52 742 411 €
	<b>Mínimo</b>	5 893 €	3 326 380 €	14 199 391 €	52 869 796 €
	<b>Máximo</b>	10 727 302 €	32 782 450 €	70 074 849 €	246 467 978 €
<b>Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)</b>	<b>Média</b>	99,49 €	54,01 €	45,61 €	36,90 €
	<b>Desvio Padrão</b>	72,83 €	28,64 €	23,04 €	11,55 €
	<b>Mínimo</b>	22,37 €	21,17 €	18,13 €	16,71 €
	<b>Máximo</b>	358,74 €	145,47 €	103,14 €	61,28 €

Fonte: ERSE

## SETOR DE ATIVIDADE

Tal como referido em análises anteriores, na avaliação da atividade de comercialização de energia deverá ter em consideração a existência de uma característica potencialmente diferenciadora dos comercializadores, que diz respeito ao segmento de energia onde a empresa desenvolve a sua atividade. No caso do presente estudo, a amostra inclui empresas especializadas na atividade de comercialização no segmento de energia elétrica ou no segmento do gás, e empresas a atuarem de forma conjunta nos dois segmentos. Para avaliar estas características manteve-se o procedimento de se classificar as empresas da amostra em três categorias:

- empresas com atividade só no segmento da eletricidade,
- empresas com atividade na eletricidade e gás,
- empresas com atividade só no segmento de gás.

Recorde-se que no caso específico da atividade de comercialização de energia no mercado português, uma análise suportada nestes três fatores permite identificar potenciais impactes da categoria onde a empresa se posiciona sobre a sua performance económica, medida pelo nível de gastos operacionais.

O Quadro 5-4 apresenta uma análise descritiva das três categorias supra indicadas recorrendo aos três indicadores analisados anteriormente no caso da dimensão. Os resultados obtidos no contexto da avaliação do efeito do segmento de atividade onde as empresas operam parecem sofrer alguma influência da entrada de novos *players*, da dinâmica da estrutura empresarial e dos respetivos segmentos de atuação. Os resultados deste ano voltam a indicar, ao contrário do verificado no período 2018 a 2020, a existência

de economias de gama nas empresas que atuam em ambos os setores. Esta dinâmica nos resultados obtidos para os segmentos ao longo das análises efetuadas em anos anteriores pode ser justificada pela dinâmica que decorre no próprio setor de comercialização de energia. O número de entradas 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 impactar num maior custo unitário por estas empresas ainda estarem numa fase de arranque e/ou serem de menor dimensão. A medida que vão obtendo uma maior maturidade e dimensão pode ocorrer a obtenção de escala e de aprendizagem, impactando na diminuição do custo unitário.

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 elétrica ou em ambos os segmentos. No entanto, deve-se ressaltar que estes resultados estão influenciados pelos novos comercializadores de menor dimensão. De facto, a maioria dos novos operadores que integraram a amostra nos últimos dois anos foram para estes dois grupos ou categorias. Adicionalmente, também se deverá realçar que a presente amostra, no que concerne às empresas a atuar exclusivamente no segmento do gás, apenas inclui empresas do mercado regulado e integradas em grandes grupos económicos.

Quadro 5-4 - Análise descritiva por Setor de Atividade

		Eletricidade	Gás	Ambos
<b>Pontos de Entrega</b>	<b>Média</b>	159 686	119 256	865 087
	<b>Desvio Padrão</b>	468 087	157 896	1 328 672
	<b>Mínimo</b>	79	1 866	1 390
	<b>Máximo</b>	3 163 481	652 642	4 129 827
<b>Gastos Operacionais</b>	<b>Média</b>	4 413 050 €	5 039 174 €	38 321 480 €
	<b>Desvio Padrão</b>	8 526 006 €	6 084 354 €	53 721 956 €
	<b>Mínimo</b>	5 893 €	158 107 €	309 237 €
	<b>Máximo</b>	52 869 796 €	25 142 780 €	246 467 978 €
<b>Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)</b>	<b>Média</b>	87,68 €	53,14 €	69,01 €
	<b>Desvio Padrão</b>	67,72 €	16,82 €	61,70 €
	<b>Mínimo</b>	16,71 €	30,16 €	21,17 €
	<b>Máximo</b>	358,74 €	104,51 €	329,20 €

Fonte: ERSE

## ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Na atividade de comercialização de energia elétrica e gás coexistem dois regimes de mercado originando dois tipos de comercializadores: mercado regulado e o mercado liberalizado. No primeiro, as empresas atuam na qualidade de comercializador de último recurso e têm que cumprir um conjunto de obrigações de serviço público como, por exemplo, a prestação universal do fornecimento de energia (elétrica ou gás). No mercado regulado os preços são fixados anualmente pela ERSE e a licença de comercializador de último recurso é apenas atribuída a um operador por área de concessão. No mercado liberalizado o preço é definido livremente por cada comercializador em ambiente concorrencial e coexistem inúmeros operadores na mesma área geográfica. O processo de liberalização da atividade de comercialização e a extinção gradual das tarifas reguladas têm levado à transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. Neste último, em função do processo suprarreferido de liberalização da atividade de comercialização de energia, encontramos as empresas mais recentes e, conseqüentemente, de menor dimensão, enquanto no mercado regulado operam as empresas mais maduras. Naturalmente estes fatores influem nas características da atividade operacional de cada comercializador. Assim, os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras, além de um menor número médio de pontos de entrega, apresentam um gasto médio por ponto de entrega significativamente mais baixo.

**Quadro 5-5 - Análise descritiva por Enquadramento Regulatório**

		Não Regulado	Regulado
<b>Pontos de Entrega</b>	<b>Média</b>	366 124	329 232
	<b>Desvio Padrão</b>	952 080	583 410
	<b>Mínimo</b>	79	1 866
	<b>Máximo</b>	4 129 827	3 163 481
<b>Gastos Operacionais</b>	<b>Média</b>	16 624 088 €	8 926 770 €
	<b>Desvio Padrão</b>	39 128 373 €	10 231 566 €
	<b>Mínimo</b>	5 893 €	158 107 €
	<b>Máximo</b>	246 467 978 €	52 869 796 €
<b>Custo Unitário (Eur/Ponto de Entrega)</b>	<b>Média</b>	90,12 €	47,16 €
	<b>Desvio Padrão</b>	69,42 €	18,06 €
	<b>Mínimo</b>	21,17 €	16,71 €
	<b>Máximo</b>	358,74 €	104,51 €

Fonte: ERSE

### ANALISE ECONOMÉTRICA DOS TRÊS FATORES DETERMINANTES DOS PERFIS DE ATIVIDADE

De modo a aferir a materialidade estatísticas dos três fatores determinantes dos perfis dos comercializadores supra indicados, em particular, a materialidade da sua relação com o nível de custos operacionais realizou-se, num primeiro momento uma análise *three-way* ANOVA. Esta metodologia permite avaliar a relação entre uma variável dependente contínua (custos operacionais) e variáveis categóricas (cluster, setor e enquadramento regulatório). Os resultados obtidos determinaram que o fator “enquadramento regulatório” não se apresentava, entre os três fatores, estatisticamente relevante nesta relação com os gastos operacionais. A realização da análise *two-way* ANOVA confirmou a relevância do fator “cluster” representativo da dimensão das empresas e do fator “setor de atividade”. Num segundo momento foi realizado testes *post hoc de Tukey* a fim de detetar diferenças entre os subgrupos destes dois fatores. Para o fator “setor de atividade”, os resultados não evidenciaram uma diferença estatisticamente significativa entre o subgrupo das empresas que atuam unicamente no setor elétrico comparativamente às empresas que atuam apenas no setor do gás. No âmbito dos “clusters”, os resultados evidenciaram diferenças estatisticamente significativas entre os quatro subgrupos.

Desta forma, estes resultados permitiram voltar a validar a dimensão como fator determinante para o processo de aferição dos custos de referência da atividade de comercialização, bem como, o procedimento adotado em anteriores análises de tratamento deste fator com a aplicação, num primeiro momento, da metodologia de análise de cluster para a identificação de grupos homogêneos de comercializadores, tendo em conta a sua dimensão.

#### 5.2.3 METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

A ERSE apresentou a fundamentação teórica nos documentos de definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás<sup>103</sup> da metodologia de aferição destes custos.

Recorde-se que esta necessidade de fundamentação da metodologia de cálculo e de definição de custos de referência resulta da diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de energia elétrica e gás. A fundamentação teórica microeconómica de suporte à definição dos custos de

---

<sup>103</sup> Ver os documentos «Parâmetros de regulação para o período 2015 a 2017» (setor elétrico), «Parâmetros de regulação para o período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019», «Parâmetros de regulação para o período de 2018-2021» (setor elétrico) e «Parâmetros de regulação para o período de 2022-2025» (setor elétrico).

referência para a atividade de comercialização tem sido suportada nas funções de custo de curto prazo. Na presente análise voltou-se a não obter evidências que justificassem uma alteração do processo adotado nas análises dos anos anteriores. Desta forma, mantém-se o procedimento que se tem materializado no desenvolvimento das seguintes etapas para efeitos de elaboração dos custos de referência para a atividade de Comercialização de eletricidade em Portugal para o ano de 2023:

- Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE
- Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica [indutor de custo (output) e inputs]
- Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão
- Matriz de custos médios de referência para a comercialização de eletricidade

#### TRATAMENTO DOS DADOS RECOLHIDOS NO QUESTIONÁRIO

Tal como referido anteriormente, para o cumprimento da imposição legal da publicação dos custos de referência para a atividade de comercialização, a ERSE implementou um processo de submissão de um questionário para a recolha anual de informação sobre o desenvolvimento desta atividade por cada operador. Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação para a aplicação da metodologia econométrica adotada para definição do custo de referência para a atividade de Comercialização.

#### DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

As características da amostra e a revisão da literatura científica continuam a sustentar a decisão de recorrer-se a uma metodologia não paramétrica cuja função objetivo considerada é a minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*. Deste modo, a aplicação desta metodologia implica a definição prévia dos parâmetros relativos aos *inputs* e *outputs*. Mantendo-se a amostra que suportou a definição dos custos de referência em anos anteriores complementada com as respostas ao questionário do presente ano, permanecem válidas as razões anteriormente elencadas nessas análises para a decisão da ERSE de continuar a considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões. Os custos assim obtidos correspondem aos custos de exploração de cada empresa nos anos de 2013 a 2021, a preços constantes de 2022, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas. No mesmo sentido, considerou-se o número médio de clientes como o *output* mais adequado e representativo do nível de atividade dos comercializadores de energia. Consequentemente, para efeitos da presente análise, o custo médio ou

custo unitário de um comercializador num determinado período refere-se ao rácio entre o custo de exploração e o número médio de clientes desse comercializador.

#### **DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”**

Tal como anteriormente referido, para a presente análise não houve alterações de relevo nas razões que têm suportado as decisões da ERSE relativamente aos procedimentos adotados, em particular, para a definição do “comercializador teórico eficiente”. Desta vez, mantêm-se os procedimentos adotados nas análises dos anos anteriores: o comercializador teórico eficiente é definido como sendo a empresa virtual, cujo custo médio é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2013 a 2021. Deste modo, o cálculo do custo médio da empresa teórica eficiente exige, em primeiro lugar, a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) ao nível de custos através da utilização da metodologia não paramétrica (análise DEA). Após a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) pela metodologia DEA, seleciona-se o custo médio entre essas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente.

Recorde-se que a ERSE tem aplicado a metodologia DEA, assumindo em cada grupo a opção CRS (*constant return to scale*), por o fator dimensão ter sido considerado no procedimento inicial de constituição dos *clusters*.

#### **5.2.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS E A MATRIZ DE CUSTOS MÉDIOS DE REFERÊNCIA**

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. O motivo desta opção está mencionado no ponto 5.2.2.

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.

As figuras seguintes apresentam os resultados da aplicação da metodologia DEA a cada um dos *clusters* definidos.

Na definição dos custos de referência de cada grupo de empresas aplicou-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 três categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100, respetivamente.

O custo de referência teórico, isto é, o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente corresponde ao custo do nível de eficiência mais elevado em cada *cluster* (percentil 0-20).

Os resultados apresentados nas figuras infra permitem observar uma forte correlação entre o nível do custo de eficiência e a dimensão das empresas ao verificar-se uma redução significativa dos custos de referência com o incremento da dimensão das empresas consideradas mais eficientes de cada grupo, à exceção do custo de referência dos *clusters* 1 e 2 no percentil 20 em resultado do número e da natureza das observações presentes nos *clusters* em análise. Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão (1 e 2) são, respetivamente, os valores unitários de referência de 24,77 euros e 18,83 euros por cliente, comparativamente aos 31,23 euros e 33,70 euros apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (3 e 4), respetivamente.

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor elétrico, observa-se que a SU Eletricidade volta a apresentar-se como a empresa mais eficiente nos grupos de dimensão em que se insere, tanto no grupo acima de 2,0 milhões de clientes, quando o mercado regulado era mais relevante, como mais recentemente no grupo entre 350 000 e 2,0 milhões de clientes. A EDA e EEM apresentam menores níveis de eficiência comparativamente às empresas de dimensão similares. Contudo, esta performance pode ser justificada por outros fatores, como por exemplo a insularidade associada a estas empresas. No caso da EDA, o fator da insularidade é agravado dado o número de ilhas incluídas na sua área de atuação. Contudo, quando analisada a evolução histórica observa-se uma tendência de melhoria dos níveis de eficiência apresentados por estas empresas.

Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao *Clusters* 1 > 2 000 000 Clientes

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
<b>SU Eletricidade(*) (PT 2014)</b>	3 163 481	16,71 €	1,00	<b>24,77 €</b>	0-20
Empresa / Grupo L 2015	3 462 983	32,82 €	0,51		
Empresa / Grupo L 2017	4 101 497	33,66 €	0,50	34,18 €	20-50
Empresa / Grupo L 2018	4 129 827	34,41 €	0,49		
Empresa / Grupo L 2016	3 898 258	34,47 €	0,48		
Empresa / Grupo L 2019	4 108 411	38,34 €	0,44	45,01 €	50-100
Empresa / Grupo L 2014	2 538 819	39,28 €	0,43		
Empresa / Grupo L 2020	4 033 167	41,15 €	0,41		
Empresa / Grupo L 2021	4 021 792	61,28 €	0,27		

Fonte: ERSE

Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao *Clusters 2 > 350 000 Clientes*

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
SU Eletricidade(*) (PT 2015)	2 125 324	17,82 €	1,00	18,22 €	0-20
SU Eletricidade(*) (PT 2017)	1 289 929	17,86 €	1,00		
SU Eletricidade(*) (PT 2018)	1 165 548	18,07 €	0,99		
SU Eletricidade(*) (PT 2019)	1 074 218	19,11 €	0,93		
SU Eletricidade(*) (PT 2020)	995 449	20,08 €	0,89	32,33 €	20-50
SU Eletricidade(*) (PT 2016)	1 536 179	20,13 €	0,89		
Empresa / Grupo S 2014	389 248	35,86 €	0,50		
Empresa / Grupo U 2013	652 642	37,87 €	0,47		
Empresa / Grupo X 2019	389 434	38,73 €	0,46		
Empresa / Grupo U 2014	454 508	41,32 €	0,43		
Empresa / Grupo S 2018	542 935	44,76 €	0,40	59,91 €	50-100
Empresa / Grupo L 2013	1 511 575	45,57 €	0,39		
Empresa / Grupo S 2017	534 905	46,37 €	0,38		
Empresa / Grupo S 2020	568 725	47,54 €	0,38		
Empresa / Grupo S 2019	571 140	48,68 €	0,37		
Empresa / Grupo Q 2020	512 726	52,33 €	0,34		
Empresa / Grupo S 2015	548 029	54,54 €	0,33		
Empresa / Grupo S 2016	538 014	61,54 €	0,29		
Empresa / Grupo Q 2018	359 510	96,42 €	0,19		
Empresa / Grupo Q 2019	429 459	101,38 €	0,18		

Fonte: ERSE

Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 Clientes

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo V 2015	280 419	21,17 €	1,00	31,23 €	0-20
Empresa / Grupo S 2013	259 447	21,76 €	0,97		
Empresa / Grupo V 2014	176 981	30,56 €	0,69		
Empresa / Grupo V 2016	273 348	32,48 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2018	240 177	32,70 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2013	98 593	33,74 €	0,63		
Empresa / Grupo U 2016	285 014	33,91 €	0,62		
Empresa / Grupo U 2015	333 378	35,01 €	0,60		
Empresa / Grupo V 2017	264 135	35,09 €	0,60		
Empresa / Grupo Q 2013	153 598	35,85 €	0,59		
<b>EEM (PT 2020)</b>	141 183	36,79 €	0,58	39,71 €	20-50
<b>EEM (PT 2017)</b>	137 679	36,85 €	0,57		
<b>EEM (PT 2018)</b>	138 806	38,38 €	0,55		
Empresa / Grupo T 2019	235 021	38,84 €	0,55		
EEM (PT 2021)	142 415	39,45 €	0,54		
Empresa / Grupo M 2013	145 544	39,45 €	0,54		
Empresa / Grupo U 2017	256 638	39,55 €	0,54		
<b>EEM (PT 2016)</b>	136 852	39,60 €	0,53		
<b>EEM (PT 2019)</b>	140 161	40,04 €	0,53		
<b>EEM (PT 2013)</b>	136 570	40,22 €	0,53		
<b>EEM (PT 2014)</b>	136 541	40,75 €	0,52		
EEM (PT 2015)	136 634	41,21 €	0,51		
Empresa / Grupo U 2018	236 288	42,24 €	0,50		
Empresa / Grupo U 2021	166 014	42,52 €	0,50		
Empresa / Grupo Q 2014	154 128	43,16 €	0,49	73,46 €	50-100
Empresa / Grupo U 2019	218 095	43,67 €	0,48		
Empresa / Grupo U 2020	211 293	45,75 €	0,46		
Empresa / Grupo T 2021	333 241	47,67 €	0,44		
Empresa / Grupo M 2014	84 984	50,42 €	0,42		
Empresa / Grupo T 2020	269 845	51,26 €	0,41		
<b>EDA (PT 2020)</b>	127 422	59,26 €	0,36		
EDA (PT 2018)	125 082	59,52 €	0,36		
<b>EDA (PT 2021)</b>	128 777	59,74 €	0,35		
<b>EDA (PT 2017)</b>	124 136	59,85 €	0,35		
<b>EDA (PT 2016)</b>	123 283	60,36 €	0,35		
Empresa / Grupo Q 2015	178 691	60,84 €	0,35		
EDA (PT 2015)	122 707	61,07 €	0,35		
EDA (PT 2013)	121 836	61,56 €	0,34		
EDA (PT 2019)	126 047	62,54 €	0,34		
EDA (PT 2014)	122 128	63,72 €	0,33		
Empresa / Grupo X 2018	292 747	111,98 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2015	91 455	112,69 €	0,19		
Empresa / Grupo Q 2017	211 648	113,08 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2016	103 624	119,69 €	0,18		
Empresa / Grupo X 2017	153 651	122,93 €	0,17		
Empresa / Grupo Q 2016	173 283	145,47 €	0,15		

Fonte: ERSE

Figura 5-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes

DMU	Pontos de Entrega	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo I 2019	9 325	22,37 €	1,00	33,70 €	0-20
Empresa / Grupo I 2020	9 346	22,45 €	1,00		
Empresa / Grupo I 2018	9 317	23,21 €	0,96		
Empresa / Grupo I 2021	9 365	27,87 €	0,80		
Empresa / Grupo AG 2020	35 989	28,30 €	0,79		
Empresa / Grupo AG 2021	53 442	29,26 €	0,76		
Empresa / Grupo AG 2021	31 379	30,16 €	0,74		
Empresa / Grupo P 2020	5 083	31,79 €	0,70		
Empresa / Grupo E 2018	4 500	34,72 €	0,64		
Empresa / Grupo E 2020	4 519	35,35 €	0,63		
Empresa / Grupo E 2019	4 502	36,16 €	0,62		
Empresa / Grupo P 2019	3 905	38,94 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2018	4 256	39,06 €	0,57		
Empresa / Grupo E 2021	4 616	39,25 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2020	4 349	39,47 €	0,57		
Empresa / Grupo P 2018	3 905	39,61 €	0,56		
Empresa / Grupo Z 2019	1 464	40,32 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2019	4 307	40,35 €	0,55		
Empresa / Grupo B 2021	4 403	41,74 €	0,54		
Empresa / Grupo AF 2013	19 660	41,78 €	0,54	58,27 €	20-50
Empresa / Grupo Z 2016	488	44,11 €	0,51		
Empresa / Grupo M 2021	32 274	45,33 €	0,49		
Empresa / Grupo Y 2018	1 569	45,93 €	0,49		
Empresa / Grupo AF 2016	8 509	47,97 €	0,47		
Empresa / Grupo J 2019	4 738	48,00 €	0,47		
Empresa / Grupo AF 2017	7 643	49,89 €	0,45		
Empresa / Grupo AF 2018	7 114	50,78 €	0,44		
Empresa / Grupo J 2018	4 489	51,44 €	0,43		
Empresa / Grupo AF 2015	10 051	51,62 €	0,43		
Empresa / Grupo AF 2019	6 557	51,87 €	0,43		
Empresa / Grupo K 2018	2 132	55,85 €	0,40		
Empresa / Grupo M 2015	62 988	57,43 €	0,39		
Empresa / Grupo Z 2018	1 078	57,72 €	0,39		
Empresa / Grupo R 2019	9 856	58,85 €	0,38		
Empresa / Grupo M 2020	34 418	59,43 €	0,38		
Empresa / Grupo AA 2020	12 457	59,59 €	0,38		
Empresa / Grupo AF 2014	13 599	59,95 €	0,37		
Empresa / Grupo M 2018	40 573	65,28 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2018	7 810	65,36 €	0,34		
Empresa / Grupo M 2016	51 227	65,79 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2021	13 308	66,36 €	0,34		
Empresa / Grupo Z 2017	671	66,82 €	0,33		
Empresa / Grupo J 2020	4 976	67,31 €	0,33		
Empresa / Grupo F 2015	5 089	67,70 €	0,33		
Empresa / Grupo M 2017	44 526	69,30 €	0,32		
Empresa / Grupo J 2021	9 394	69,34 €	0,32		
Empresa / Grupo M 2019	37 450	74,30 €	0,30		
Empresa / Grupo D 2018	79	74,59 €	0,30		
Empresa / Grupo G 2019	14 197	75,97 €	0,29	151,53 €	50-100
Empresa / Grupo R 2017	9 759	77,78 €	0,29		
Empresa / Grupo AE 2019	2 148	77,89 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2021	5 115	77,95 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2017	1 183	80,40 €	0,28		
Empresa / Grupo AE 2021	1 866	84,73 €	0,26		
Empresa / Grupo AH 2021	3 617	85,50 €	0,26		
Empresa / Grupo W 2015	723	86,35 €	0,26		
Empresa / Grupo C 2020	3 826	87,54 €	0,26		
Empresa / Grupo AB 2021	5 396	90,68 €	0,25		
Empresa / Grupo Z 2021	3 089	91,24 €	0,25		
Empresa / Grupo AC 2021	17 486	91,68 €	0,24		
Empresa / Grupo W 2019	3 723	98,51 €	0,23		
Empresa / Grupo AB 2019	1 085	104,34 €	0,21		
Empresa / Grupo AE 2020	2 037	104,51 €	0,21		
Empresa / Grupo AC 2020	21 265	109,78 €	0,20		
Empresa / Grupo D 2020	1 052	114,78 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2015	8 245	118,62 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2016	9 851	119,31 €	0,19		
Empresa / Grupo D 2019	267	119,35 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2018	10 250	120,39 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2013	63 438	122,93 €	0,18		
Empresa / Grupo K 2021	2 744	122,95 €	0,18		
Empresa / Grupo AI 2021	7 129	126,15 €	0,18		
Empresa / Grupo Z 2020	1 987	138,59 €	0,16		
Empresa / Grupo AC 2018	28 638	147,67 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2014	70 287	152,62 €	0,15		
Empresa / Grupo G 2020	21 557	155,91 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2018	2 080	157,51 €	0,14		
Empresa / Grupo AH 2020	2 561	158,50 €	0,14		
Empresa / Grupo AI 2021	1 634	160,51 €	0,14		
Empresa / Grupo D 2021	1 771	161,55 €	0,14		
Empresa / Grupo G 2021	25 453	162,13 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2020	2 089	166,48 €	0,13		
Empresa / Grupo AI 2020	1 362	167,98 €	0,13		
Empresa / Grupo H 2019	2 087	170,16 €	0,13		
Empresa / Grupo A 2018	457	174,61 €	0,13		
Empresa / Grupo H 2021	2 120	195,63 €	0,11		
Empresa / Grupo AJ 2021	1 813	195,65 €	0,11		
Empresa / Grupo AD 2015	2 559	207,90 €	0,11		
Empresa / Grupo O 2015	152	243,22 €	0,09		
Empresa / Grupo G 2018	5 587	245,11 €	0,09		
Empresa / Grupo AC 2019	20 036	251,36 €	0,09		
Empresa / Grupo AJ 2020	446	310,93 €	0,07		
Empresa / Grupo C 2018	1 971	320,47 €	0,07		
Empresa / Grupo AK 2021	1 390	329,20 €	0,07		
Empresa / Grupo G 2017	4 315	358,74 €	0,06		

Fonte: ERSE

### 5.3 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 continental<sup>104</sup>. 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 clientes<sup>105</sup> (clientes/km<sup>2</sup>). 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:

$$r_{\text{ref}2007}^m = (\tilde{t}_{\text{BTN}2006}^m \times C_{\text{BTN}2006}^m + \tilde{t}_{\text{BTE}2006}^m \times C_{\text{BTE}2006}^m + \tilde{t}_{\text{IP}2006}^m \times C_{\text{IP}2006}^m) \times f_{\text{RAn}2007}^m$$

<sup>104</sup> 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.

<sup>105</sup> 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 <sup>2</sup>	14,40
$15 \leq d < 40$ clientes/km <sup>2</sup>	13,20
$40 \leq d < 125$ clientes/km <sup>2</sup>	9,60
$125 \leq d < 400$ clientes/km <sup>2</sup>	6,00
$d > 400$ clientes/km <sup>2</sup>	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 referentes ao valor da contrapartida ou remuneração anual a considerar em tarifas de 2023, nos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica das empresas reguladas das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, foram calculados pela ERSE tendo por base a informação recebida da EDA e da EEM, da evolução por município dos consumos de eletricidade, do número de consumidores e da densidade geográfica.

Para o apuramento dos montantes relativos às Rendas de Concessão, o valor do Índice de Preços no Consumidor (IPC) de t-3 considerado em t-2 é calculado de acordo com a taxa de variação média dos últimos 12 meses nacional publicado pelo INE (à segunda casa decimal). Similarmente, no apuramento do valor de t serão também utilizadas previsões arredondadas às centésimas.



## 6 ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste capítulo apresentam-se as linhas gerais adotadas pela ERSE na definição do nível de consumo de eletricidade para 2022 e 2023 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2021, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2023. No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2023” são detalhados os pressupostos considerados pela ERSE na definição do balanço de energia elétrica que suporta o cálculo das tarifas de energia elétrica para o ano de 2023, quer em Portugal continental, quer nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

### 6.1 PREVISÃO DA PROCURA

Em junho de 2022, a REN, a E-REDES e a SU Eletricidade enviaram as suas estimativas e previsões de consumo e número de consumidores para os anos de 2022 e 2023. Na sequência da análise à informação enviada pelos dois operadores de redes, verificou-se que as previsões ao nível do consumo, referido à emissão, têm diferenças de 197 e -312 GWh para o ano de 2022 e para 2023, respetivamente. As previsões da REN são superiores em 2022 e inferiores em 2023, em relação às previsões da E Redes.

Além desta informação, a ERSE analisou os dados mais recentes do consumo de energia elétrica, de evolução do mercado liberalizado e os indicadores macroeconómicos, tendo também em consideração o atual enquadramento de incerteza criado pelo conflito da Rússia com a Ucrânia, desde o final de fevereiro de 2022.

Neste contexto, as previsões da procura de eletricidade consideradas no cálculo tarifário do ano 2023 procuraram refletir os efeitos desta crise, bem como as medidas de redução do consumo de energia elétrica previstas a nível europeu no Regulamento (UE) 2022/1854 do Conselho, de 6 de outubro<sup>106</sup>, e mais recentemente a nível nacional na Resolução do Conselho de Ministros n.º 82/2022, de 27 de setembro. Assim, prevê-se uma redução de 10% do consumo de energia elétrica no período de 1 de dezembro de 2022 a 31 de março de 2023, face ao período de referência estabelecido no referido Regulamento<sup>107</sup>. O

---

<sup>106</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R1854&from=PT>

<sup>107</sup> ««Período de referência», o período compreendido entre 1 de novembro e 31 de março dos cinco anos consecutivos anteriores à data de entrada em vigor do presente regulamento, com início no período compreendido entre 1 de novembro de 2017 e 31 de março de 2018;».

prolongamento desta crise poderá, eventualmente, ditar a tomada de outras medidas desta natureza em 2023.

Este contexto adverso tem naturalmente também consequências no conjunto da economia portuguesa, bem como nas suas perspetivas futuras de evolução, sendo de destacar, tal como sugerem os indicadores mais recentes, um crescimento acentuado em 2022 e uma redução desse crescimento em 2023, para valores inferiores ou iguais a 1%<sup>108</sup> e, conseqüentemente, no consumo de energia elétrica ao longo do ano de 2023.

Para o nível de consumo de 2023, a ERSE assumiu o mesmo pressuposto do mês de dezembro de 2022 para os consumos até 31 de março de 2023. Para os restantes meses do ano de 2023, com exceção do mês de dezembro<sup>109</sup>, foi considerada uma taxa de variação nula face aos consumos assumidos em 2022.

A opção da ERSE de considerar uma taxa de variação nula da procura de energia elétrica para os três últimos trimestres de 2023, com exceção do mês de dezembro, reflete as incertezas associadas ao prolongamento da atual crise energética. Este contexto incerto obriga a assumir uma abordagem cautelosa para estas previsões.

A conjugação dos pressupostos anteriores resultou em:

- Fornecimentos totais a clientes de 45 433 GWh para 2022, que corresponde a um acréscimo de 1,7% face aos fornecimentos de 2021, e de 44 688 GWh para 2023, 1,6% inferior à estimativa de 2022.
- Consumos referidos à emissão de 50 327 GWh para 2022, que corresponde a um crescimento de 1,7% em relação ao ocorrido em 2021, e de 49 484 GWh para 2023, que reflete um decréscimo de 1,7% face ao valor estimado para o ano de 2022.

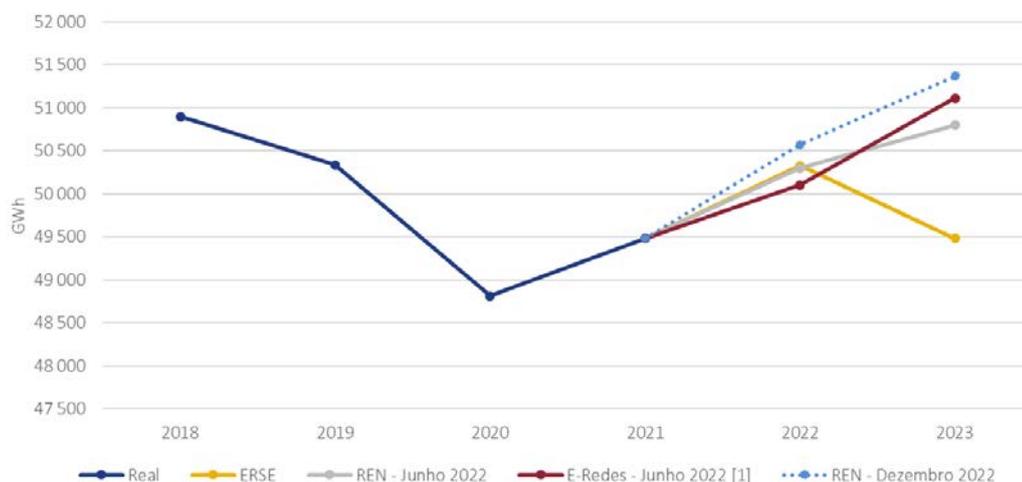
A Figura 6-1 sintetiza a evolução do consumo referido à emissão considerada pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da E-REDES.

---

<sup>108</sup> FMI – World Economic Outlook – outubro de 2022 de 0,7%; OCDE – Economic Outlook, novembro de 2022 de 1,0%; CE – Previsões Económicas de Outono, novembro de 2022 de 0,7% e CFP – Perspetivas económicas e orçamentais, setembro de 2022 de 1,2%;

<sup>109</sup> O consumo de dezembro de 2023 é igual ao consumo de dezembro de 2021 (não se considerou o mês homólogo de 2022 como referencial, devido à aplicação das medidas excecionais de redução do consumo em 10%)

Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



Nota: Os valores de energia entrada na rede de distribuição enviados pela E-REDES foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Fonte: REN, E-REDES, ERSE

No caso das Regiões Autónomas, para a definição do nível de consumo, a ERSE aceitou as previsões das empresas (EDA e EEM), segundo as quais em 2022 e 2023 se deverá registar uma evolução positiva do consumo de energia elétrica relativamente ao ocorrido em 2021. No entanto, em 2023 a previsão das empresas antecipam um crescimento mais reduzido ou mesmo de estagnação, no caso da EDA, face às estimativas para 2022.

O quadro que se segue apresenta o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes estimados para 2022 e previstos para 2023, para Portugal continental e para as regiões autónomas, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2021.

Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA

Unidade: GWh

	Real 2021	Estimativa 2022	Tarifas 2023
<b>Portugal Continental</b>			
Consumo referido à emissão	49 484	50 327	49 484
(Variação média anual)	1,4%	1,7%	-1,7%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	4 795	4 879	4 781
Perdas/Fornecimentos	10,7%	10,7%	10,7%
Fornecimentos a Clientes	44 690	45 433	44 688
(Variação média anual)	1,4%	1,7%	-1,6%
<b>Região Autónoma da Madeira</b>			
Consumo referido à emissão	856	898	907
(Variação média anual)	4,7%	4,9%	1,0%
Perdas na Rede	69	72	73
Perdas/Fornecimentos	8,7%	8,7%	8,7%
Fornecimentos a Clientes	786	825	833
(Variação média anual)	4,8%	4,9%	1,0%
<b>Região Autónoma da Açores</b>			
Consumo referido à emissão	809	818	821
(Variação média anual)	5,1%	1,2%	0,4%
Perdas na Rede	47	48	49
Perdas/Fornecimentos	6,2%	6,3%	6,3%
Fornecimentos a Clientes	759	766	768
(Variação média anual)	5,8%	0,9%	0,3%

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2023” encontram-se justificados em detalhe os pressupostos de previsão da procura considerada pela ERSE no exercício tarifário de 2023.

## 6.2 DESVIOS DA PROCURA

### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2021 com os valores previstos em 2020 para fixação das tarifas de 2021 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- o consumo referido à emissão situou-se 1,7% abaixo do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2021;
- o valor real dos fornecimentos totais a clientes foi 2,0% inferior à previsão no cálculo de tarifas de 2021, com um aumento dos fornecimentos no mercado regulado de 9,4% e uma redução de 2,6% no mercado liberalizado;

- as perdas em 2021 na rede de transporte<sup>110</sup> foram superiores às previsões para tarifas em 7,7%, enquanto que nas redes de distribuição<sup>111</sup> foram inferiores em 0,2%.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2021 para o balanço de energia elétrica enviados pelas empresas e com os valores correspondentes considerados pela ERSE no cálculo das tarifas de 2021.

**Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão**

	2021 (real)	Tarifas 2021			Proposta REN para Tarifas 2021		
		GWh	2021 (real - previsto)		GWh	2021 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
<b>= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA</b>	49 484	50 359	-876	-1,7%	47 070	2 413	5,1%
(Variação média anual)	1,4%	1,8%			-4,9%		
- Perdas na rede de Transporte	787	731	56	7,7%	545	242	44,5%
(perdas/emissão)	1,59%	1,45%			1,16%		
- Consumos Próprios	15	14	0		14	0	
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b>	48 682	49 614	-932	-1,9%	46 499	2 183	4,7%
(incluindo os consumos em MAT)	-1,4%	-1,9%			4,7%		

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e difere do valor correspondente apresentado no Quadro 6-3, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Fonte: ERSE, REN

<sup>110</sup> Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

<sup>111</sup> Taxa de perdas nas redes de distribuição = Perdas na rede de distribuição em GWh / Fornecimentos a clientes finais (excluindo fornecimentos em MAT) em GWh.

Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da E-REDES

	2021 (real) GWh	Tarifas 2021			Proposta E-Redes para Tarifas 2021		
		GWh	2021 (real - previsto)		GWh	2021 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
<b>= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO</b> (incluindo os consumos em MAT)	<b>48 772</b>	<b>49 614</b>	<b>-842</b>	<b>-1,7%</b>	<b>48 524</b>	<b>248</b>	<b>0,5%</b>
- Bombagem abastecida pela RND	23	26	-3	-10,2%	26	-3	-10,2%
- Consumos ilícitos recuperados na RND	51	50	1	2,1%	50	1	2,1%
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 007 9,45%	4 015 9,30%	-8	-0,2%	3 930 9,32%	78	2,0%
<b>= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO</b>	<b>44 690</b>	<b>45 599</b>	<b>-908</b>	<b>-2,0%</b>	<b>44 519</b>	<b>172</b>	<b>0,4%</b>
Clientes do comercializador de último recurso	2 343	2 141	202	9,4%	2 357	-14	-0,6%
MAT	50	0	50	n.a.	39	11	27,3%
AT	0	0	0	n.a.	0	0	n.a.
MT	105	82	23	28,5%	58	46	79,4%
BT	2 188	2 059	129	6,3%	2 260	-71	-3,2%
Clientes no mercado	42 347	43 458	-1 110	-2,6%	42 161	186	0,4%
MAT	2 233	2 436	-204	-8,4%	2 313	-81	-3,5%
AT	6 792	7 034	-242	-3,4%	6 969	-178	-2,6%
MT	14 292	14 541	-249	-1,7%	14 237	54	0,4%
BT	19 032	19 447	-415	-2,1%	18 641	391	2,1%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição, apresentado neste quadro, baseia-se em dados físicos e comerciais, que origina a diferença face ao valor correspondente apresentado no Quadro 6-2, que se baseia apenas em dados físicos.

Fonte: ERSE, E-REDES

#### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O Quadro 6-4 apresenta o balanço de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores ocorrido em 2021, bem como os valores previstos em 2020 para fixação das tarifas de 2021. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- o consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores em 2021, situou-se 10,5% acima do previsto para tarifas de 2021;
- a emissão para a rede das centrais da EDA em 2021 apresentou um desvio por excesso face à previsão para tarifas 2021;
- os fornecimentos ocorridos em 2021 situaram-se acima do previsto para a fixação das tarifas, em todos os níveis de tensão, sendo o desvio dos fornecimentos em BT o de maior dimensão (13,4%).

Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2021	Variação	Tarifas 2021 = Proposta EDA		
	(real)	2021 / 2020	MWh	2021 (real-previsto)	
	MWh	%		MWh	%
Produção					
Centrais da EDA	539 707	13,0%	431 624	108 083	25,0%
Consumo e perdas nas centrais	19 396	1,0%	17 025	2 371	13,9%
Emissão própria	520 311	13,5%	414 599	105 712	25,5%
Outros produtores do SPA	0	-	0	0	-
Microgeração	424	-6,4%	374	50	13,5%
Produtores não vinculados	287 772	-7,2%	316 980	-29 208	-9,2%
<b>Consumo referido à emissão</b>	<b>808 507</b>	<b>5,1%</b>	<b>731 950</b>	<b>76 557</b>	<b>10,5%</b>
Consumos próprios	2 106	13,8%	1 874	231	12,3%
<b>Fornecimentos</b>	<b>759 333</b>	<b>5,8%</b>	<b>683 981</b>	<b>75 352</b>	<b>11,0%</b>
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	-	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	759 333	5,8%	683 981	75 352	11,0%
MT	281 843	6,1%	262 811	19 032	7,2%
BT	477 490	5,6%	421 170	56 320	13,4%
Energia saída da rede	761 439	5,8%	685 855	75 584	11,0%
Perdas na rede	47 068	-5,4%	46 095	973	2,1%
Taxa de perdas <sup>[1]</sup>	6%	-0,74%	7%		0,54%

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EDA

#### BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 6-5 é apresentado o balanço de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira. A comparação dos valores verificados em 2021 com os valores aceites nas tarifas para 2021 evidencia os seguintes pontos:

- em 2021, o consumo referido à emissão registou um desvio negativo relativo à previsão para o cálculo tarifário de 2021 (-0,7%);
- as centrais da EEM em termos da emissão para a rede apresentou um desvio por excesso em relação às previsões para tarifas de 2021;
- o total dos fornecimentos em 2021 foi inferior ao valor previsto em tarifa e, analisando individualmente os fornecimentos por nível de tensão, a tendência em MT é negativa (-7,2%), ao contrário da tendência em BT, que é positiva (2,0%).

Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2021	Variação	Tarifas 2021 = Proposta EEM		
	(real)	2021 / 2020	MWh	2021 (real-previsto)	
	MWh	%		MWh	%
Produção					
Centrais da EEM	475 354	-0,7%	462 148	13 207	2,9%
Consumo e perdas nas centrais	11 464	-8,8%	11 004	459	4,2%
Emissão própria	463 891	-0,5%	451 143	12 748	2,8%
Outros produtores do SPM	193 420	0,2%	192 000	1 420	0,7%
Produtores não vinculados	202 095	26,1%	237 057	-34 962	
<b>Total da energia entrada na rede</b>	<b>859 405</b>	<b>4,9%</b>	<b>880 200</b>	<b>20 795</b>	<b>2,4%</b>
Bombagem	3 176	115,4%	18 120	-14 945	-82,5%
<b>Consumo referido à emissão</b>	<b>856 230</b>	<b>4,7%</b>	<b>862 080</b>	<b>-5 850</b>	<b>-0,7%</b>
Consumos próprios	1 101	-1,7%	1 106	-5	-0,4%
<b>Fornecimentos</b>	<b>786 409</b>	<b>4,8%</b>	<b>790 495</b>	<b>-4 086</b>	<b>-0,5%</b>
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	-	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	786 409	4,8%	790 495	-4 086	-0,5%
MT	202 112	4,9%	217 757	-15 645	-7,2%
BT	584 297	4,7%	572 738	11 559	2,0%
Energia saída da rede	787 510	4,8%	791 601	-4 091	-0,5%
Perdas na rede	68 720	3,8%	70 479	-1 759	-2,5%
Taxa de perdas <sup>[1]</sup>	8,74%	-0,08%	9%		0,18%

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EEM

## 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 VII e secção X do capítulo VI do Regulamento Tarifário, em vigor.

Sublinhe-se que a legislação em vigor, nomeadamente o disposto na alínea bb) do n.º 3 do artigo 136.º, na alínea g) do n.º 3 do artigo 140.º, na alínea b) do n.º 3 do artigo 150.º e no n.º 1 do artigo 271.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, é clara no que respeita à obrigação dos agentes em fornecer toda a informação para fins regulatórios.

De acordo com a Lei n.º 9/2013, de 28 de janeiro, que aprova o Regime Sancionatório do Setor Energético, a falta de colaboração ou de prestação de informação solicitada pela ERSE no exercício das suas funções e a que os agentes estejam obrigados nos termos da lei ou dos regulamentos em vigor, constitui contraordenação muito grave punível com coimas.

Assim, de acordo com o Regulamento Tarifário 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 2023 e dos ajustamentos dos anos 2021 (t-2) e 2022 (t-1), destacam-se as seguintes ocorrências:

- a informação enviada à ERSE de uma forma genérica corresponde ao solicitado nos termos do Regulamento Tarifário;
- 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, de forma célere e objetiva;
- as auditorias de uma forma global corresponderam às necessidades regulatórias.

Realça-se, que o Regulamento Tarifário em vigor 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

Para o período anterior à vigência do Decreto-Lei n.º 15/2022, o custo com a tarifa social de eletricidade é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, na proporção da sua potência instalada, de acordo com o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro<sup>112</sup>.

Com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 15/2022, o custo com a tarifa social de eletricidade é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, incidindo sobre todos os titulares de centros eletroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro eletroprodutor.

A imputação dos montantes a suportar a título de tarifa social tem sido efetuada, ao longo dos anos, de forma síncrona com o procedimento tarifário. Por outro lado, desde 2018 os atos de imputação têm sido precarizados<sup>113</sup> por falta de informação completa e consistente sobre as potências instaladas dos centros electroprodutores e da correspondente documentação respeitante ao seu licenciamento. Na Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro, foi indicado que “A informação publicada relativamente aos valores dos ajustamentos de 2018, 2019, 2020 e 2021 e repartição de 2022 encontram-se sujeitos a possíveis revisões em função da finalização de interações que permitam à ERSE obter elementos suscetíveis de levar a revisões da alocação do financiamento da tarifa social pelos diferentes centros electroprodutores.”

Nestas circunstâncias, a ERSE decidiu dissociar o processo de repartição do financiamento da tarifa social de eletricidade da proposta tarifária e realizou uma consulta de interessados, que terminou no dia 25 de novembro, a qual teve por objetivo definir:

- Os ajustamentos calculados com base na informação real do custo com a tarifa social, no período anterior ao da vigência do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, incluindo os anos de 2018 a

---

<sup>112</sup> De acordo com o número 1 do artigo 4.º deste diploma, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. De acordo com o número 4 do mesmo artigo, para este efeito, entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

<sup>113</sup> Vd. Diretiva n.º 5/2019, publicada a 18 de janeiro (incluindo pág. 134 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2019”); Diretiva n.º 3/2020, publicada a 17 de fevereiro (incluindo pág. 124 e 134 do documento de “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020”); Diretiva n.º 1/2021, publicada a 8 de janeiro (incluindo pág. 129 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021”) e Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro (incluindo pág. 135 do documento de “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022”).

2020, em que a decisão foi precarizada, e o ano de 2021, também com decisão precarizada, cujo ajustamento com base em informação real será calculado pela primeira vez neste exercício tarifário;

- O ajustamento provisório do período entre 1 e 14 de janeiro de 2022 com o enquadramento anterior à entrada em vigor do mencionado Decreto-Lei n.º 15/20222, a qual ocorreu a 15 de janeiro;
- O ajustamento provisório entre 15 de janeiro e 31 de dezembro de 2022, de acordo com os critérios de repartição enunciados pelo mesmo diploma.
- A previsão de financiamento de 2023, seguindo as mesmas regras.

Com a aplicação do desconto de 33,8%, definido no Despacho n.º 12461/2022, de 25 de outubro, do Secretário de Estado do Ambiente e da Energia, a previsão dos custos com a tarifa social para 2023 ascende a cerca de 129,364 milhões de euros para Continente e Regiões Autónomas.

No Quadro 7-1 resumem-se os valores previsionais de 2023 e ajustamentos de 2021 e 2022 dos custos com a aplicação da tarifa social no Continente e Regiões Autónomas, cuja proposta de repartição pelos centros eletroprodutores será realizada em processo autónomo.

**Quadro 7-1 - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2023 e ajustamentos de 2021 e 2022**

Unidade: 10<sup>3</sup> EUR

	Continente	RAA	RAM	Total
<b>Custos Previsionais 2023 (1)</b>	122 532	3 302	3 530	<b>129 364</b>
<b>Ajustamentos 2022 (2)</b>	-7 409	556	51	<b>-6 802</b>
<b>Ajustamentos 2021 (3)</b>	-2 846	207	-43	<b>-2 681</b>
<b>Total (1) + (2) + (3)</b>	<b>112 278</b>	<b>4 065</b>	<b>3 539</b>	<b>119 881</b>

Contudo, à data da publicação das tarifas para 2023, não estão, ainda, reunidas todas as condições para a ERSE decidir a alocação do financiamento dos custos com a tarifa social. Deste modo, a aprovação de Diretiva que explicita os montantes a transferir por cada centro electroprodutor durante o ano de 2023 efetuar-se-á em data posterior à da aprovação das tarifas e preços de eletricidade para 2023.