

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS
PARA 2022 DAS EMPRESAS REGULADAS
DO SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2021

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

1	INTRODUÇÃO	1
2	PRESSUPOSTOS	5
2.1	Variáveis monetárias	5
2.2	Custos de aquisição de energia elétrica	17
3	SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2022	37
3.1	Proveitos a recuperar	37
3.2	Síntese dos ajustamentos de 2020 e de 2021	38
3.2.1	Ajustamentos de 2020	38
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2021	42
4	DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS	45
4.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	45
4.1.1	Proveitos permitidos	45
4.1.2	Ajustamentos	51
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	71
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	71
4.2.1.1	Proveitos permitidos	72
4.2.1.2	Ajustamentos	84
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica	93
4.2.2.1	Proveitos permitidos	93
4.2.2.2	Ajustamentos	104
4.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador	114
4.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição	116
4.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	118
4.4.1.1	Proveitos permitidos	118
4.4.1.2	Ajustamentos	142
4.4.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	146
4.4.2.1	Proveitos permitidos	146
4.4.2.2	Ajustamentos	153
4.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	171
4.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	173
4.5.1.1	Proveitos permitidos	173
4.5.1.2	Ajustamentos	181
4.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	192
4.5.2.1	Proveitos permitidos	192
4.5.3	Atividade de Comercialização	193
4.5.3.1	Proveitos permitidos	194
4.5.3.2	Ajustamentos	196

4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores.....	197
4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	198
4.6.1.1	Proveitos permitidos	199
4.6.1.2	Ajustamentos.....	207
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	219
4.6.2.1	Proveitos permitidos	219
4.6.2.2	Ajustamentos.....	222
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	228
4.6.3.1	Proveitos permitidos	228
4.6.3.2	Ajustamentos.....	230
4.6.4	Proveitos Permitidos à EDA para 2022	234
4.6.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores.....	237
4.7	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira	238
4.7.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	239
4.7.1.1	Proveitos permitidos	239
4.7.1.2	Ajustamentos.....	245
4.7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	256
4.7.2.1	Proveitos permitidos	256
4.7.2.2	Ajustamentos.....	259
4.7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	263
4.7.3.1	Proveitos permitidos	264
4.7.3.2	Ajustamentos.....	265
4.7.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2022	269
4.7.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira	272
5	ANÁLISES COMPLEMENTARES.....	275
5.1	Preços de transferência.....	275
5.1.1	Impactos da análise aos Preços de Transferência em Tarifas 2018.....	277
5.2	Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.....	279
5.2.1	Enquadramento do mecanismo	279
5.2.2	Prospetiva para 2022.....	281
5.3	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas.....	283
6	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	287
6.1	Previsão da procura.....	287
6.2	Desvios da procura	289
7	INFORMAÇÃO RECEBIDA.....	295
	ANEXO I - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES.....	297
	ANEXO II - FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL POR PRODUTOR.....	301

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 2 anos da República Portuguesa e da República Federal da Alemanha	7
Figura 2-2 - Taxas <i>refi</i> e da facilidade de depósito do BCE e taxas Euribor a 1 e 12 meses	9
Figura 2-3 - Taxas de inflação Portugal e Zona Euro	11
Figura 2-4 - <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos (média móvel de 30 dias).....	12
Figura 2-5 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e REN de curto prazo.....	14
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal.....	18
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha.....	18
Figura 2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha	19
Figura 2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha	21
Figura 2-10 - Diferencial de preços entre Espanha e França	22
Figura 2-11 - Capacidade de interligação entre Espanha e França	23
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha.....	24
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França	25
Figura 2-14 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros.....	26
Figura 2-15 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	27
Figura 2-16 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100)	28
Figura 2-17 - Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia.....	29
Figura 2-18 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal	30
Figura 2-19 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl)	31
Figura 2-20 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2022	32
Figura 2-21 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE.....	33
Figura 2-22 - Comparação da média móvel a 3 meses dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (<i>Brent</i>) e do gás natural (NBP) nos mercados <i>spot</i> (base 100)	34
Figura 2-23 - Evolução preço licenças de emissão CO ₂ (EUAs)	35
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português	57
Figura 4-2 - Desvio do <i>mark-up</i> das centrais com CAE previsto para 2020 face ao ocorrido.....	58
Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2020	60
Figura 4-4 - Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (cheias, ponta e vazio) e para todas as horas (base), em 2020 Média aritmética mensal	63

Figura 4-5 - Receita unitária nos diferentes referenciais de contratação para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2020 Média mensal ponderada por volume negociado.....	64
Figura 4-6 - Desvios em 2021 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE	69
Figura 4-7 – Desvios estimados para 2021 das quantidades produzidas pelas centrais com CAE.....	70
Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema	73
Figura 4-9 - Evolução do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (I _{REI})	110
Figura 4-10 - Compensação entre TSO	112
Figura 4-11 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	161
Figura 4-12 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída..	162
Figura 4-13 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	164
Figura 4-14 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.....	166
Figura 4-15- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2020	168
Figura 4-16 - Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT.....	170
Figura 4-17 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço.....	171
Figura 4-18 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida	177
Figura 4-19 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRE com remuneração garantida.....	179
Figura 4-20 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE com remuneração garantida	180
Figura 4-21 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh).....	200
Figura 4-22 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	201
Figura 4-23 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	207
Figura 4-24 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	209
Figura 4-25 – Cotação das licenças de emissão de CO ₂ em mercado secundário (EEX), 2020	213
Figura 4-26 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAA, 2020.....	214
Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	221
Figura 4-28 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	225
Figura 4-29 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	232
Figura 4-30 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2017 a 2022.....	238
Figura 4-31 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	245
Figura 4-32 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	247
Figura 4-33 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAM, 2020.....	252

Figura 4-34 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	258
Figura 4-35- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	261
Figura 4-36 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	265
Figura 4-37 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	268
Figura 4-38 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM.....	273
Figura 5-1 – Evolução da PRE para o período 2022 Mínimo do aprovisionamento do CUR e valor médio mensal	281
Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	288

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB.....	6
Quadro 2-2 - Previsões das empresas para o deflator do PIB.....	6
Quadro 2-3 - Taxa de remuneração para 2020 e 2021.....	15
Quadro 2-4 - Taxa de remuneração para 2022.....	16
Quadro 2-5 - Taxas de juro e <i>spreads</i>	17
Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	36
Quadro 3-1 - Proveitos em 2022 por atividade no Continente.....	37
Quadro 3-2 - Proveitos em 2022 por atividade nas Regiões Autónomas	37
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2020 a refletir em 2022, no Continente	39
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2020 a refletir em 2022, nas Regiões Autónomas.....	41
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2021 a refletir em 2022, no Continente	43
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2021 a refletir em 2022, nas Regiões Autónomas	44
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2022.....	47
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2022.....	51
Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	51
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2020.....	53
Quadro 4-5 - Desvios em 2020 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.....	54
Quadro 4-6 - Desvios em 2020 da produção das centrais com CAE	55
Quadro 4-7 - Desvios em 2020 do custo variável unitário de produção (sem CO ₂) das centrais com CAE.....	55
Quadro 4-8 - Desvios em 2020 dos encargos unitários com licenças de CO ₂ das centrais com CAE	56
Quadro 4-9 - Desvios em 2020 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE.....	56
Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado, em 2020.....	62
Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2020.....	65
Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2020	65
Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2021.....	66
Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2021	67

Quadro 4-15 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2021	68
Quadro 4-16 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autônomas	76
Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas	79
Quadro 4-18 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema	83
Quadro 4-19 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2020.....	85
Quadro 4-20 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	86
Quadro 4-21 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do <i>revenue cap</i> , não sujeito à aplicação de metas de eficiência	89
Quadro 4-22 - Resumo ajustamento PPEC t-2	91
Quadro 4-23 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autônomas, pago durante o ano t-1	92
Quadro 4-24 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2021 da GGS.....	92
Quadro 4-25 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2021	96
Quadro 4-26 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	97
Quadro 4-27 - Custos de capital do projeto Windfloat e transferências do Fundo Ambiental.....	104
Quadro 4-28 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2020.....	106
Quadro 4-29 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2020.....	107
Quadro 4-30 - Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.....	108
Quadro 4-31 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2021 da TEE.....	114
Quadro 4-32 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	116
Quadro 4-33 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial	120
Quadro 4-34 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2018 a 2021 nos proveitos permitidos de 2022 a 2025.....	122
Quadro 4-35 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	124
Quadro 4-36 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)	125
Quadro 4-37 - Montantes globais para repartição do financiamento da tarifa social para 2022 e ajustamentos de 2020 e 2021 a suportar pelos centros electroprodutores.....	136
Quadro 4-38 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2022.....	141
Quadro 4-39 - Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas	141
Quadro 4-40 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	142
Quadro 4-41 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	144

Quadro 4-42 - Ajustamento da Tarifa Social de 2020	145
Quadro 4-43 - Ajustamento da Tarifa Social de 2021	146
Quadro 4-44 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR.....	149
Quadro 4-45 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos.....	149
Quadro 4-46 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT.....	151
Quadro 4-47 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	152
Quadro 4-48 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica	152
Quadro 4-49 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	154
Quadro 4-50 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	156
Quadro 4-51- Evolução dos indutores de custos no OPEX em AT/MT e no TOTEX em BT.....	157
Quadro 4-52 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2021 da DEE em AT/MT.....	159
Quadro 4-53 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2018-2021.....	162
Quadro 4-54 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período de regulação 2018-2020.....	163
Quadro 4-55- Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2020	166
Quadro 4-56 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2020.	167
Quadro 4-57 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2020.....	167
Quadro 4-58 - Parâmetros da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em 2020.....	168
Quadro 4-59 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2020	171
Quadro 4-60 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura	174
Quadro 4-61 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida.....	175
Quadro 4-62 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	181
Quadro 4-63 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC....	182
Quadro 4-64 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial	184
Quadro 4-65 - Desvios custos da PRE	185
Quadro 4-66 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes	186
Quadro 4-67 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR	187
Quadro 4-68 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2020	187

Quadro 4-69 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2	188
Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial.....	190
Quadro 4-71 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes	191
Quadro 4-72 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	192
Quadro 4-73 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	195
Quadro 4-74 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	197
Quadro 4-75 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA(*)	199
Quadro 4-76 - Custo unitário dos combustíveis	200
Quadro 4-77 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2022.....	203
Quadro 4-78 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2022	203
Quadro 4-79 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente	204
Quadro 4-80 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	205
Quadro 4-81 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA	206
Quadro 4-82 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	208
Quadro 4-83 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA.....	210
Quadro 4-84 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados	210
Quadro 4-85 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais	211
Quadro 4-86 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	212
Quadro 4-87 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais	212
Quadro 4-88 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	215
Quadro 4-89 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	216
Quadro 4-90 - Ajustamento da tarifa social.....	217
Quadro 4-91 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	218
Quadro 4-92 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	219
Quadro 4-93 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	220
Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	224

Quadro 4-95 - Energia entregue pelas redes da distribuição	226
Quadro 4-96 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	226
Quadro 4-97 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE	228
Quadro 4-98 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA	229
Quadro 4-99 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	231
Quadro 4-100 - Número médio de clientes	232
Quadro 4-101 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	234
Quadro 4-102 - Proveitos permitidos à EDA para 2021	234
Quadro 4-103 - Proveitos permitidos à EDA, para 2020, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1	235
Quadro 4-104 - Proveitos permitidos em 2020 e ajustamentos em 2022, na RAA	236
Quadro 4-105 - Custo com a convergência tarifária da RAA	237
Quadro 4-106 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2022	241
Quadro 4-107 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2022	241
Quadro 4-108 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2022	242
Quadro 4-109 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2022	242
Quadro 4-110 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	244
Quadro 4-111 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	246
Quadro 4-112 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM	248
Quadro 4-113 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados	248
Quadro 4-114 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	249
Quadro 4-115 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2020 previstos e ocorridos	249
Quadro 4-116 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2020	250
Quadro 4-117 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2020	250
Quadro 4-118 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2020	251
Quadro 4-119 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	253
Quadro 4-120 - Ajustamento da tarifa social	254
Quadro 4-121 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS	255
Quadro 4-122 - Ajustamento provisório da tarifa social	255

Quadro 4-123 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	257
Quadro 4-124 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	260
Quadro 4-125 - Energia entregue pelas redes de distribuição	261
Quadro 4-126 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	262
Quadro 4-127 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	263
Quadro 4-128 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM.....	264
Quadro 4-129 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	267
Quadro 4-130 - Número médio de clientes	268
Quadro 4-131 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	269
Quadro 4-132 - Proveitos permitidos da EEM	270
Quadro 4-133 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2.....	270
Quadro 4-134 - Ajustamento da EEM em 2020.....	271
Quadro 4-135 - Custo com a convergência tarifária na RAM.....	272
Quadro 5-1 – Programa de leilões para 2021/2022 Potência em carga base (MW).....	282
Quadro 5-2 – Estimativa do preço de aprovisionamento do CUR para 2022	283
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA	289
Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão.....	290
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da E-REDES	291
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	292
Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM	293

1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2022 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto. Os ajustamentos definitivos do ano de 2020 e provisórios 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 496/2020, de 26 de maio.

Refira-se que o cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano 2022 foi efetuado num momento de início de regresso à normalidade das atividades económicas e sociais, cujos efeitos nos mercados financeiros, dos combustíveis, bem como nas previsões de procura são ainda difíceis de prever.

O ano de 2022 marca o início do novo período de regulação do setor elétrico que vigorará até 2025. Assim, os parâmetros e metodologias regulatórias aplicados no cálculo dos proveitos permitidos de 2021 são explanados no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», que acompanha as tarifas e preços para 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 2020 e 2021, encontram-se neste documento ao nível de cada atividade regulada.

O apuramento dos ajustamentos dos proveitos permitidos dos operadores 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 reais com impacto no cálculo dos proveitos permitidos de 2020, os valores estimados para os custos com impacto nos proveitos permitidos de 2021 e as previsões das empresas para o ano de 2022.

Relativamente a 2020, 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 2020. 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. Valores elevados de ajustamentos podem significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa ou ii) nas variáveis de faturação que compõem as respetivas tarifas.

No que se refere a 2021, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do Agente Comercial e do Comercializador de último recurso, bem como os ajustamentos provisórios do CAPEX¹ das atividades de Gestão Global do Sistema (GGS), Transporte de Energia Elétrica (TEE), Distribuição de Energia Elétrica (DEE), no Continente e das atividades de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AEEGS), Distribuição de Energia Elétrica (DEE) e Comercialização de Energia Elétrica (CEE), nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

No que se refere aos proveitos permitidos para 2022, todas as referências a artigos, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento, bem como a atualização financeira estão de acordo com o RT em vigor. Ao nível dos ajustamentos de 2020 e de 2021, as referências a artigos, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento, estão de acordo com o RT 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.

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

- 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 – 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.

¹ Do inglês *capital expenditure*, de um modo geral correspondem aos custos com capital, isto é, à remuneração do investimento acrescida da respetiva amortização.

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 2022, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período de regulação 2022-2025, sendo estes apresentados no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022-2025». 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 2022», 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 da análise aos preços de transferência das operações intragrupo 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.

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.

2 PRESSUPOSTOS

2.1 VARIÁVEIS MONETÁRIAS

Os valores dos proveitos permitidos para 2022 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 2022», destacam-se as seguintes pelo seu impacte no nível de proveitos:

- Taxa de inflação, medida através do deflator do PIB (Produto Interno Bruto);
- Taxas de juro e *spreads*;
- Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (comercializador de último recurso).

A análise apresentada neste capítulo é efetuada num contexto económico-financeiro de recuperação face a uma crise socioeconómica provocada pela situação pandémica COVID-19, alicerçada em avanços no processo de vacinação, nos apoios orçamentais e monetários, bem como na reduzida contaminação do sistema financeiro pelos efeitos da crise pandémica. No entanto, continuam a persistir riscos para a economia que poderão ter impactes negativos na evolução do nível de atividade, nomeadamente o surgimento de novas vagas e variantes COVID-19 e as pressões inflacionistas que poderão ameaçar as atuais políticas monetárias muito acomodáticas.

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 2022, monitorizando a sua evolução relativamente às previsões utilizadas pela ERSE.

As previsões de organismos nacionais e internacionais para o deflator do PIB, para Portugal em 2021 e 2022, são apresentadas no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	CE	FMI
2021	1,4	0,8
2022	1,5	1,4

Fontes: Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, maio 2021; FMI - World Economic Outlook outubro 2021

As previsões das empresas para 2021 e 2022 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
2021	1,3	1,3	1,3	0,4	0,9
2022	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
2023	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3
2024	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
2025	1,4	1,4	1,4	-	-

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

O IPIB adotado pela ERSE para 2022 é de 1,5% e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de maio de 2021. Este valor é muito próximo do valor previsto pelas empresas que atuam em Portugal continental.

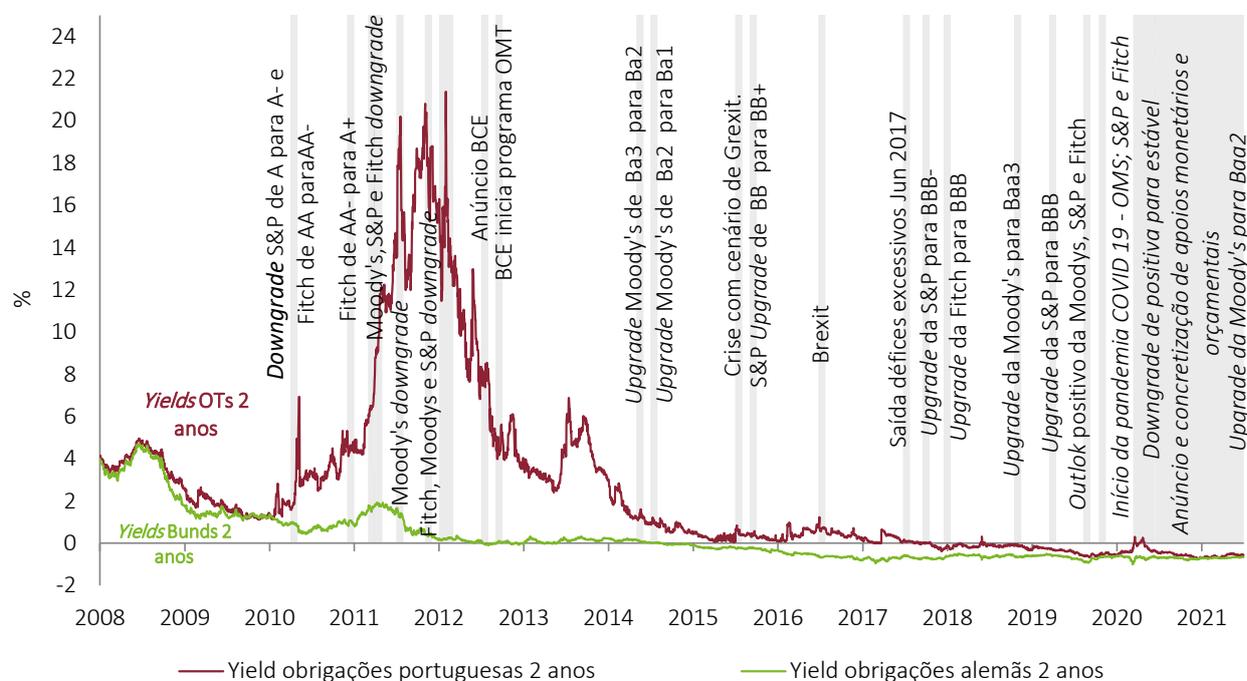
O IPIB adotado pela ERSE para 2021, definido no Regulamento Tarifário (RT) em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2021 publicada pelo INE (Instituto Nacional de Estatística), cujo valor é 1,19%.

SPREAD APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2021

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 2021 (t-1), torna-se relevante uma análise da evolução recente e perspetivas 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. É perceptível a subida acentuada das *yields* dessas obrigações a partir de 2010 até ao primeiro trimestre de 2012, no seguimento da expansão da crise das dívidas soberanas na Europa, nomeadamente dos países periféricos.

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



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Após a intervenção do BCE (Banco Central Europeu) anunciada em julho de 2012 no sentido de desenvolver todos os esforços necessários para garantir a manutenção da moeda única europeia, conjugada com uma política monetária assumidamente mais expansionista, observou-se uma queda acentuada das *yields* das Obrigações do Tesouro (OT) portuguesas e redução do *spread* face às *yields* alemãs, circunstâncias justificadas também pela 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, registando-se um mínimo, neste período, de -0,66% em setembro de 2019.

No início de 2020 a crise pandémica provocou um aumento substancial das *yields* das OT e respetiva volatilidade, verificando-se um valor máximo de 0,304% em março de 2020, valores semelhantes aos observados em 2016 e 2017. Neste contexto, pese embora a Fitch e a S&P tenham reduzido o *Outlook* da dívida soberana portuguesa de positiva para estável, as classificações mantiveram-se ao longo de 2020, refletindo: i) trajetória orçamental robusta e positiva nos anos anteriores à crise pandémica, ii) os avanços no plano de vacinação a nível nacional e iii) o acesso aos apoios orçamentais e monetários.

Contudo, após esta reação inicial mais pronunciada, as *yields* têm vindo a estabilizar em níveis baixos, refletindo o pacote de apoio económico extraordinário de 750 mil milhões de euros acordado a nível europeu, num contexto de expectativas de recessão económica na zona euro em 2020, bem como os desenvolvimentos favoráveis relativamente à expectativa de vacinação eficaz.

Recentemente, a Moody's subiu a classificação da dívida soberana portuguesa para Baa2 e alterou o *Outlook* de positivo para estável. De acordo com o comunicado², em setembro de 2021, a expectativa de recuperação robusta da crise e de crescimento a longo prazo, a concretização dos fundos orçamentais europeus, nomeadamente aplicados em reformas estruturais, permitirão o retomar da trajetória positiva da consolidação das finanças públicas e de diminuição da dívida pública.

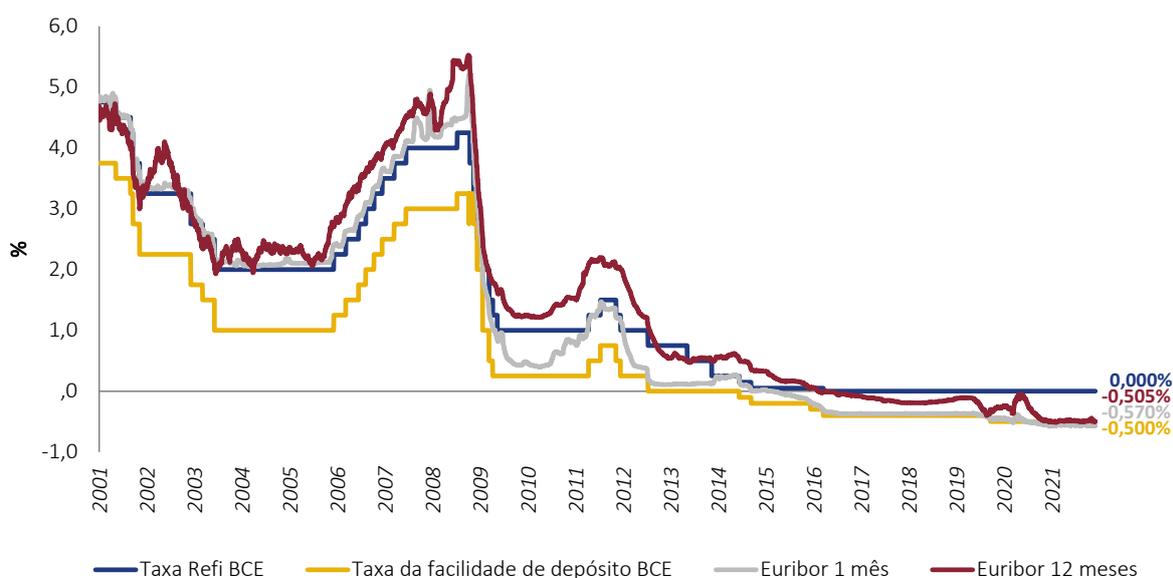
No entanto, alguns fatores, como o surgimento de novas variantes COVID-19, principalmente em países em que o processo de vacinação não se encontra tão avançado, as pressões inflacionistas decorrentes das políticas monetárias muito acomodáticas e da poupança acumulada, e a elevada exposição das empresas portuguesas ao endividamento colocam alguma incerteza em torno do crescimento económico português e mundial.

² [Comunicado - Moody's](#)

Deste modo, embora se verifique uma situação de *yields* historicamente baixas, o contexto macroeconómico português continua suscetível a alterações do panorama internacional.

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*³ e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. Nesta figura, destaca-se a tendência de descida das taxas de juro Euribor observadas desde 2012, 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.

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



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Embora no primeiro trimestre de 2019 se tenha registado uma recuperação da Euribor, tem-se observado desde então uma descida destas taxas de juro de curto prazo, embora com alguma volatilidade motivada pela crise provocada pela situação pandémica COVID-19.

³ Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

Numa primeira fase, esta descida das taxas de juro de curto prazo deveu-se à decisão do BCE de cortar a taxa de facilidade de depósitos de 0,4% para 0,5% em setembro de 2019, após não se verificarem melhorias substanciais do *Outlook* económico e a inflação permanecer ténue face ao *target* de 2%.

Posteriormente, 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 mil milhões de euros⁴. Estas medidas contribuíram para a trajetória decrescente das taxas de juro de curto prazo neste período.

Como resposta aos efeitos da pandemia, o BCE tomou ainda outras medidas, tais como a disponibilização de linhas de crédito mais baratas e a adoção de requisitos de capital menos exigentes para os bancos, por forma a garantir a liquidez do sistema bancário e financeiro e apoiar a atividade de crédito.

No decorrer do ano de 2021, o BCE tem vindo a manter as condições de financiamento favoráveis, designadamente as taxas de juro diretoras e o plano de aquisições do PEPP, com sucessivos alargamentos de prazos de compras. No início de 2021, observou-se um aumento das pressões inflacionistas, consequência da política monetária muito acomodatória vigente em várias zonas económicas mundiais, da poupança acumulada, e da evolução do custo das matérias-primas e energia. Por forma a manter os atuais estímulos monetários à economia o BCE⁵ anunciou, a 8 de julho de 2021, que eventuais desvios temporários e moderados face à meta de inflação de 2% seriam tolerados. Com a adoção desta nova estratégia os agentes económicos têm a expectativa de que o BCE consiga prolongar a atual política acomodatória por mais tempo do que em anteriores circunstâncias. O BCE manteve a sua posição nas reuniões mais recentes^{6,7}, apenas revendo em baixa o ritmo de aquisições líquidas do PEPP. À semelhança do BCE, a Reserva Federal Norte-Americana tem mantido as taxas de juro diretoras inalteradas, pese embora se encontre num contexto de pressão inflacionista superior à verificada na Europa e tenha abandonado a convicção de que o aumento de preços é transitório.

⁴ Este programa foi denominado *Pandemic Emergency Purchase Programme*, ou PEPP

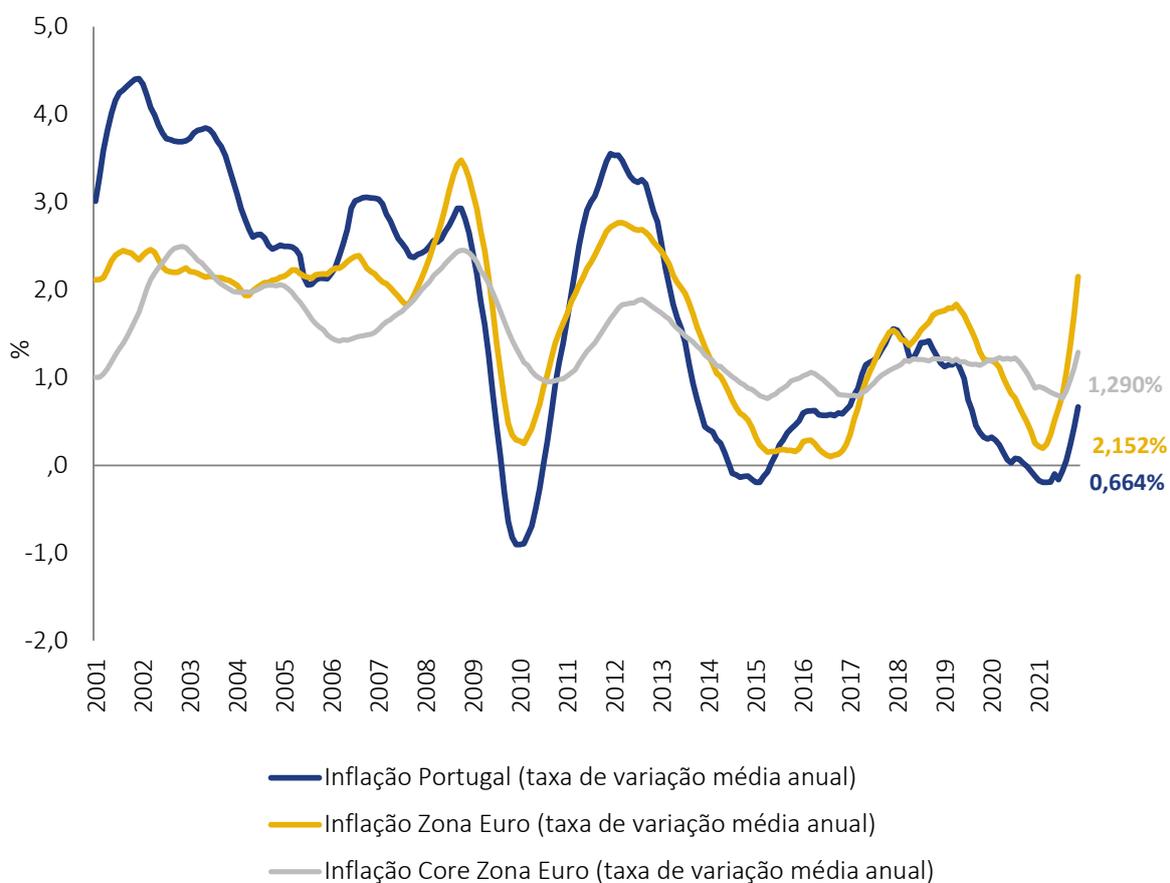
⁵ [Comunicado BCE - 8 de julho de 2021](#)

⁶ [Comunicado BCE - 9 de setembro de 2021](#)

⁷ [Comunicado BCE - 28 de outubro de 2021](#)

Na Figura 2-3 apresenta-se a evolução das taxas de inflação de Portugal e 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 da procura de bens e serviços (em particular o turismo e bens industriais), da estagnação do mercado de trabalho e uma forte taxa de câmbio⁸.

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



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

A partir de 2021, verifica-se uma inversão da tendência de diminuição da inflação, com maior expressividade nos países da zona euro comparativamente à realidade portuguesa. Portugal é dos países onde se regista uma subida menos acentuada face à média dos países que compõem a zona euro, devido

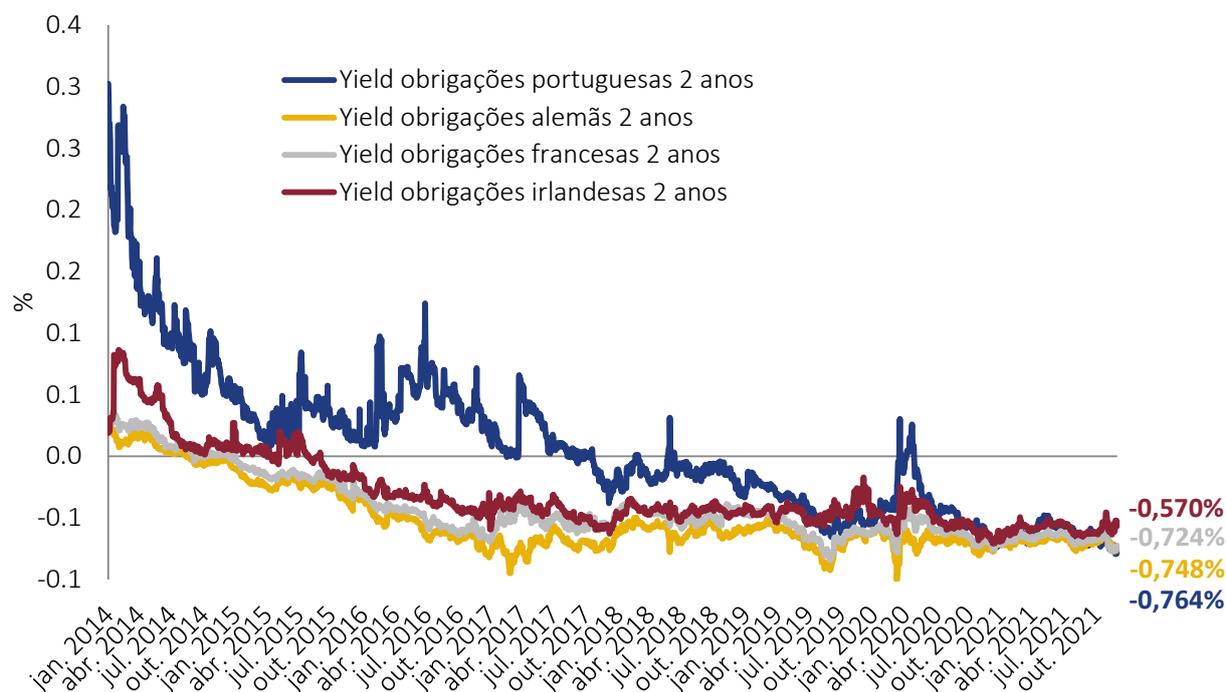
⁸ [CE - Previsões Económicas de Outono 2020](#)

à “falta de sincronia dos impactos da pandemia nos vários países, que geram efeitos de base de diferentes magnitudes”⁹.

Pese embora a pressão inflacionista seja uma realidade concreta e que se prolongará no futuro próximo, o BCE, em sentido distinto ao FED, afirma ser de carácter temporário e, deste modo, não há expectativas de alterações substanciais na política monetária no curto prazo.

Importa, igualmente, destacar a diminuição do diferencial das *yields* das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às *yields* das obrigações alemãs com mesma maturidade que se tem vindo a verificar nos últimos anos e apenas interrompida temporariamente pela crise pandémica. No cerne desta evolução estão os impactos do programa de QE do BCE e a estabilização das condições económicas e financeiras no conjunto da zona euro. 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 e da Irlanda, para além de Portugal.

Figura 2-4 - *Yields* das obrigações a 2 anos (média móvel de 30 dias)



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

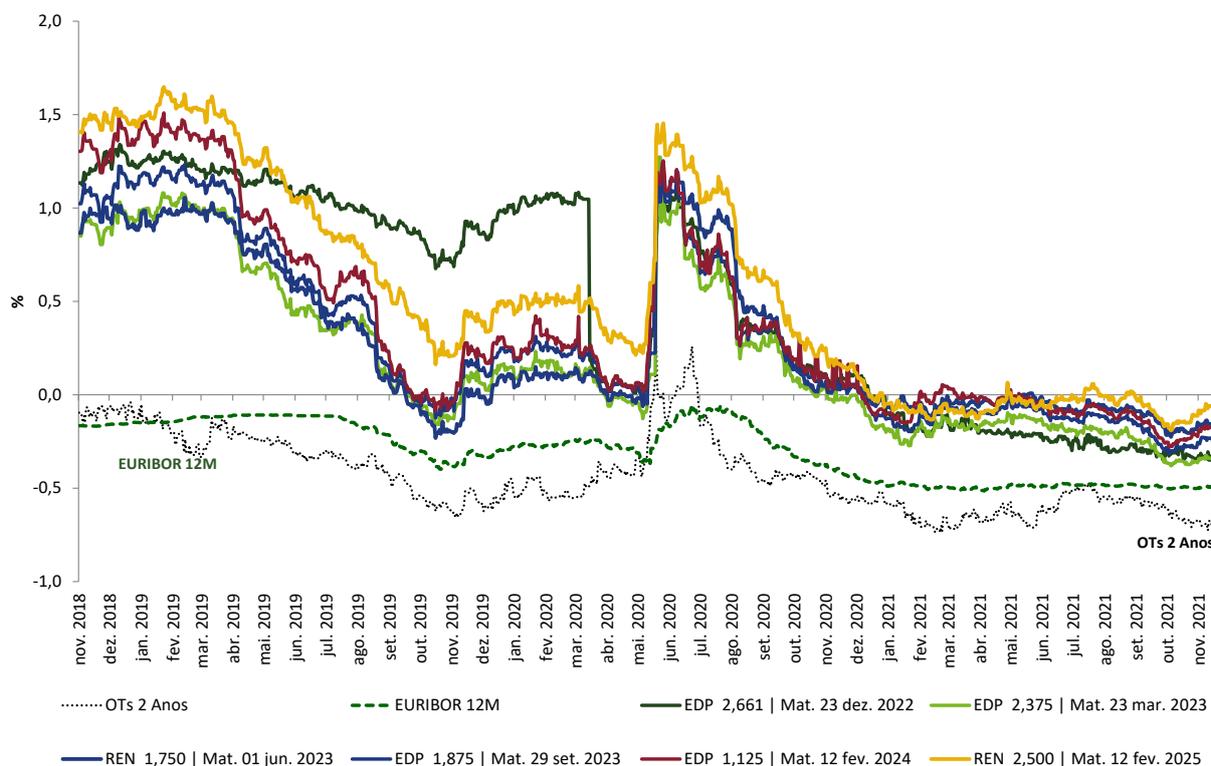
⁹ [INE - índice de Preços no Consumidor](#)

A crise provocada pela situação pandémica COVID-19 motivou, numa fase inicial, uma maior volatilidade das *yields* das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos, o que originou um aumento do diferencial face às *yields* das obrigações alemãs com mesma maturidade, refletindo um efeito de “*flight to quality*”. Contudo, após as intervenções do BCE e da União Europeia, no sentido de mitigar os efeitos económicos da crise de saúde pública, bem como os desenvolvimentos positivos relativamente à vacinação, esse diferencial tem vindo a diminuir para níveis historicamente baixos. Esta tendência prolongou-se durante o restante ano de 2020 e de 2021.

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, ano relevante à definição do *spread* de ajustamento de t-1, observou-se uma tendência de descida das *yields* das obrigações das empresas, bem como do diferencial para a Euribor a 12 meses e para as *yields* das OT a 2 anos, após as intervenções do BCE e da UE referidas anteriormente. Em meados de 2021, é inclusivamente possível observar que as *yields* das obrigações dessas empresas atingiram níveis negativos.

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 2021 em 0,50 pp (pontos percentuais), igual ao *spread* do ano 2020 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 pp¹⁰.

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

¹⁰ 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 efetua-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 2020 e 2021.

Quadro 2-3 - Taxa de remuneração para 2020 e 2021

Metodologia Parâmetros 2018-2021	2020		2021	
	Tarifas	Final	Tarifas	Final
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização	5,13%	4,85%	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 (%)	5,38%	5,10%	5,10%	5,01%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS, CVEE AC e AEEGS (EDA, EEM)	4,88%	4,60%	4,60%	4,51%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	5,63%	5,35%	5,35%	5,26%

Assim, os valores das taxas de remuneração finais para o ano de 2020 do setor elétrico ficaram definidos em 4,85% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 4,60% para as atividades de TEE, GGS, CVEE AC e AEEGS (EDA, EEM). As taxas de remuneração definitivas de 2020 são, assim, 0,28pp mais reduzidas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2020. 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, vigorarão as taxas de remuneração definidas de acordo com a metodologia a aplicar no novo período de regulação 2022-2025, detalhada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025». As taxas previstas para o ano de 2022 são apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 2-4 - Taxa de remuneração para 2022

	2022
Metodologia Parâmetros 2022-2025	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização	4,70%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS, CVEE AC e AEEGS (EDA, EEM)	4,40%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	5,15%
Taxa de remuneração implícita no cálculo da parcela de TOTEX da atividade de OLMC	1,50%

As taxas definitivas de 2022 serão calculadas com base na metodologia de indexação definida do documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025».

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

O n.º 1 do artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, na sua redação vigente, estabelece que “*Os sobrecustos com a produção em regime especial determinados nos termos da lei, incluindo os ajustamentos dos dois anos anteriores, devem ser repercutidos nos proveitos a recuperar pelas empresas reguladas num período máximo de cinco anos, para efeitos do cálculo das tarifas*”. Na senda do disposto neste artigo, foi publicada a Portaria n.º 138/2021, de 30 de junho, a qual estabelece no n.º 4 do artigo 2.º que os valores de parâmetros aí indicados são estabelecidos por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia até dia 30 de novembro do ano anterior ao diferimento.

Em 2022, por ausência do seu pressuposto, o mecanismo de alisamento do sobrecusto com a produção em regime especial não tem aplicação.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2022

No seguimento do referido, o Quadro 2-5 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2022.

Quadro 2-5 - Taxas de juro e *spreads*

	2022
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2020, para cálculo dos ajustamentos de 2020	-0,306%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2020 e de 2021	-0,489%
<i>Spread</i> no ano 2020 para cálculo dos ajustamentos de 2020	0,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2021 para cálculo dos ajustamentos de 2020 e dos ajustamentos de 2021	0,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2021, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,542%
<i>Spread</i> para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008	1,95 p.p.
Taxa provisória aplicável ao alisamento intertemporal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2022	n.d.

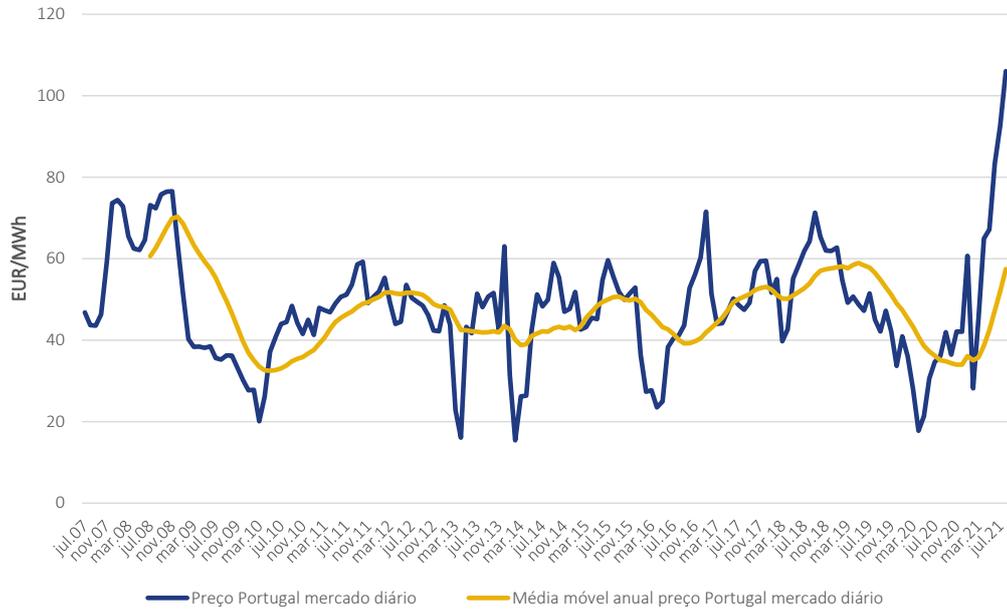
2.2 CUSTOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

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 CO₂ e a evolução dos preços dos combustíveis que influem na determinação do preço marginal do mercado grossista, o gás natural e o carvão.

No caso particular do 1.º semestre de 2021, ficou ainda marcado pelo aumento da procura no consumo de eletricidade motivada pela recuperação económica, consequência das medidas de desconfinamento social motivado pela pandemia COVID-19. O preço médio, aritmético, entre janeiro e agosto de 2021 fixou-se em torno de 68,3 EUR/MWh, tendo chegado aos 106 EUR/MWh em agosto. Em termos de média móvel anual, desde o início de 2011 e até meados de 2019 que a evolução do preço da energia elétrica apresentou uma relativa estabilidade de valores num intervalo de preços entre os 35 EUR/MWh e os 59 EUR/MWh.

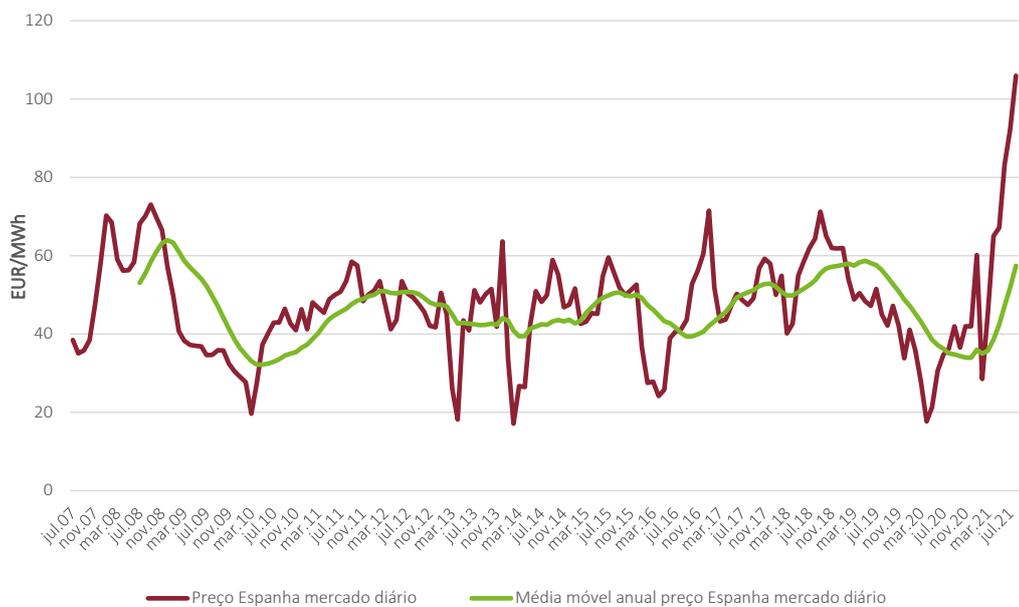
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

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

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 €/MWh (no sentido exportador), sinalizando o elevado nível de acoplamento no mercado ibérico de energia.

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



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

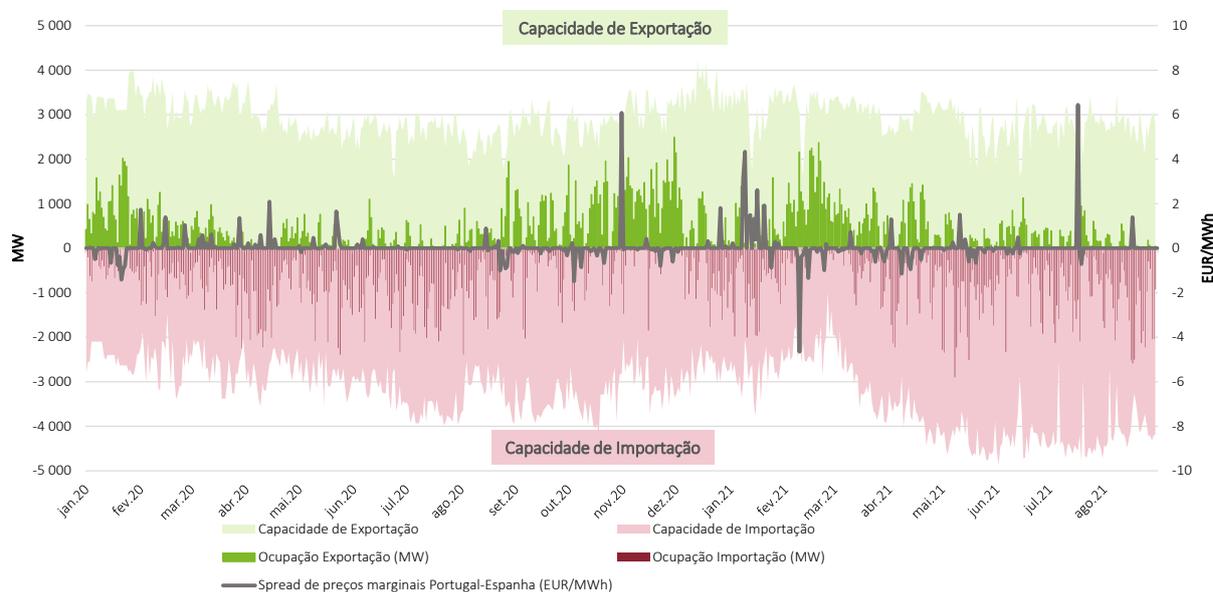
Face à atual integração dos mercados, cuja tendência intensificou-se com o reforço da interligação das redes de transporte de Portugal e Espanha na fronteira do Minho com a Galiza, com entrada em exploração em 2021, constata-se que os preços de energia elétrica em Portugal estão fortemente dependentes 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 eléctrica observado no decurso do 2.º e 3.º trimestre de 2021 no referencial grossista do mercado eléctrico, voltou a suspender temporariamente, o regime fiscal aplicável à produção de eletricidade, no 2.º semestre de 2021.

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 2020 verificou-se um aumento da ocupação da interligação no sentido exportador, originando *spread* de preços de mercado no sentido exportador. A partir do segundo trimestre de 2020, ocorreu uma inversão desta tendência da evolução do *spread* de preços de mercado, no sentido importador até cerca do início do quarto trimestre. No período entre o início do segundo semestre de 2020 e janeiro 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, notou-se uma inversão desta tendência com um aumento da capacidade de interligação no sentido importador (Espanha → Portugal) e um aumento da ocupação da interligação no sentido importador.

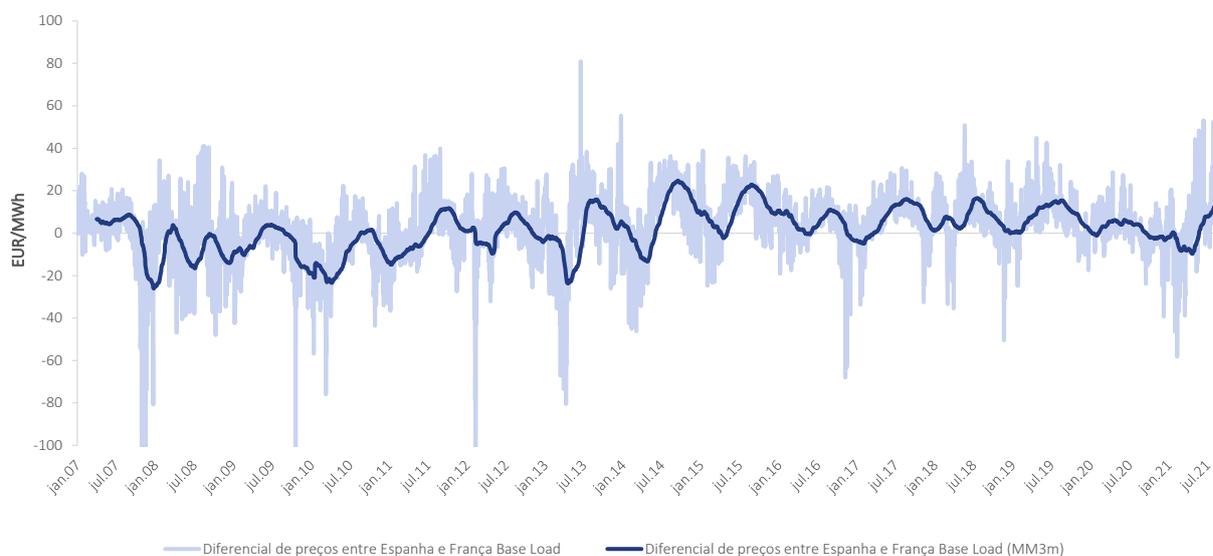
Figura 2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha



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, em média os seguintes diferenciais de preço entre Espanha e França: 7,09 EUR/MWh (2018), 8,19 EUR/MWh (2019), 1,76 EUR/MWh (2020) e de 5,52 EUR/MWh (entre 1 de janeiro e 31 de agosto de 2021).

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

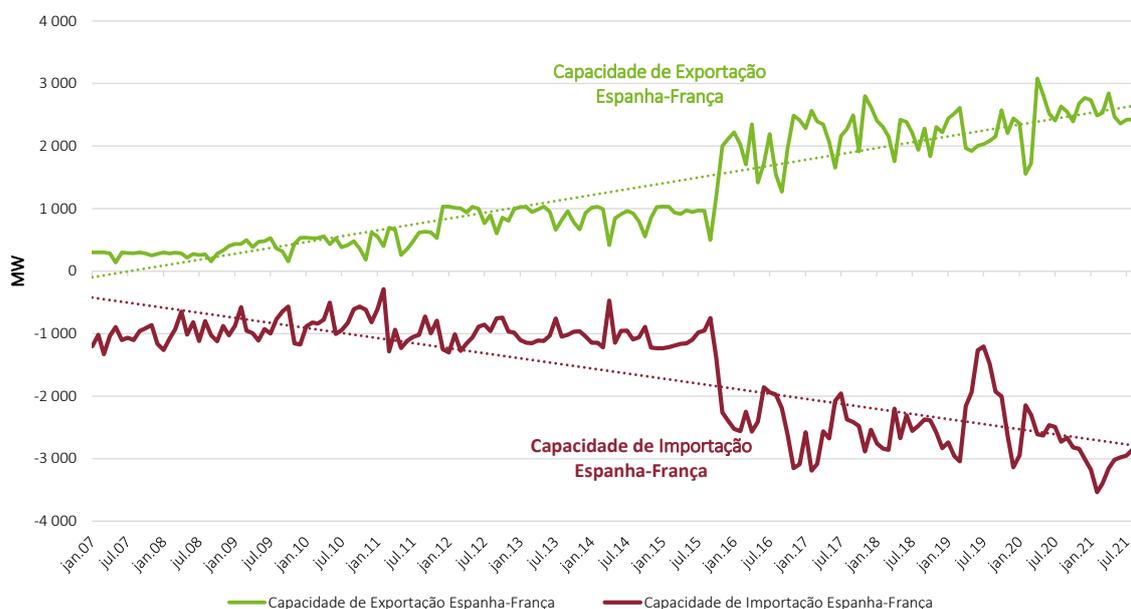


Fonte: Refinitiv Eikon, Elaboração ERSE

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 - Baixas¹¹) 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*.

¹¹ <https://www.ree.es/en/activities/unique-projects/new-interconnection-with-france>

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



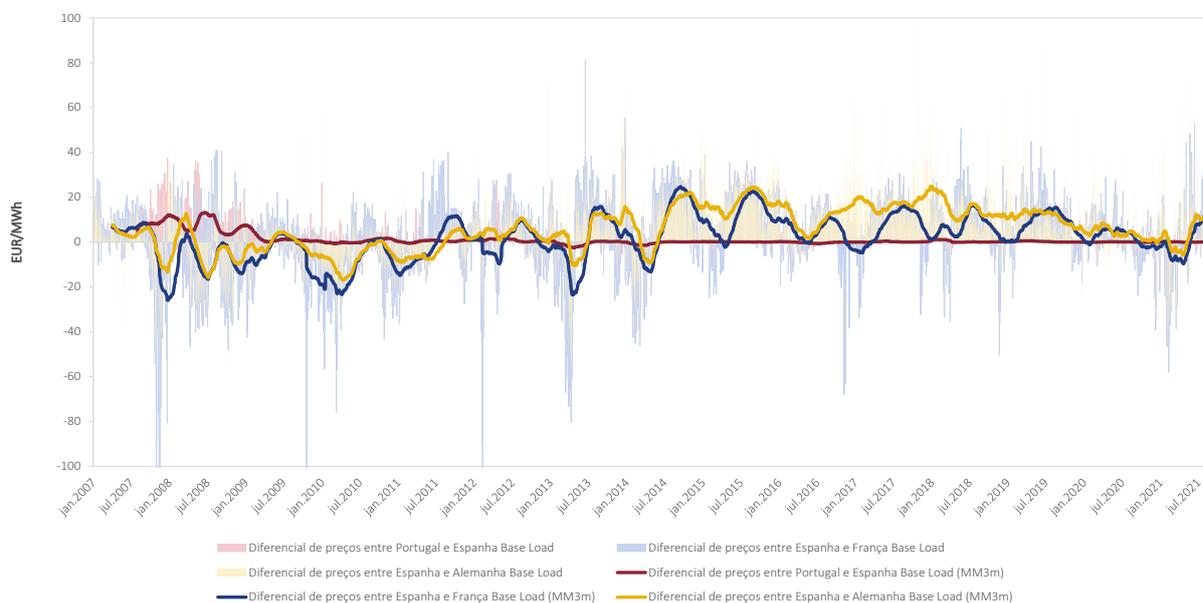
Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

No entanto, os últimos dados à disposição não permitem concluir que estes reforços tenham sido suficientes para alterar o diferencial de preços de forma significativa entre a Ibéria e a França após o reforço desta interligação, como se pôde observar na Figura 2-10 onde se registou que apesar do diferencial de preços ter diminuído, contudo, ainda é considerável quando comparado com os diferenciais de preço observados na interligação entre Portugal e Espanha.

Neste sentido, em 2021, a média dos diferenciais de preço registados entre janeiro e agosto de 2021 foi de 5,52 EUR/MWh, muito longe da média dos diferenciais de preço registados entre Portugal e Espanha, de 0,04 EUR/MWh.

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 superior ao diferencial de preços entre Portugal e Espanha.

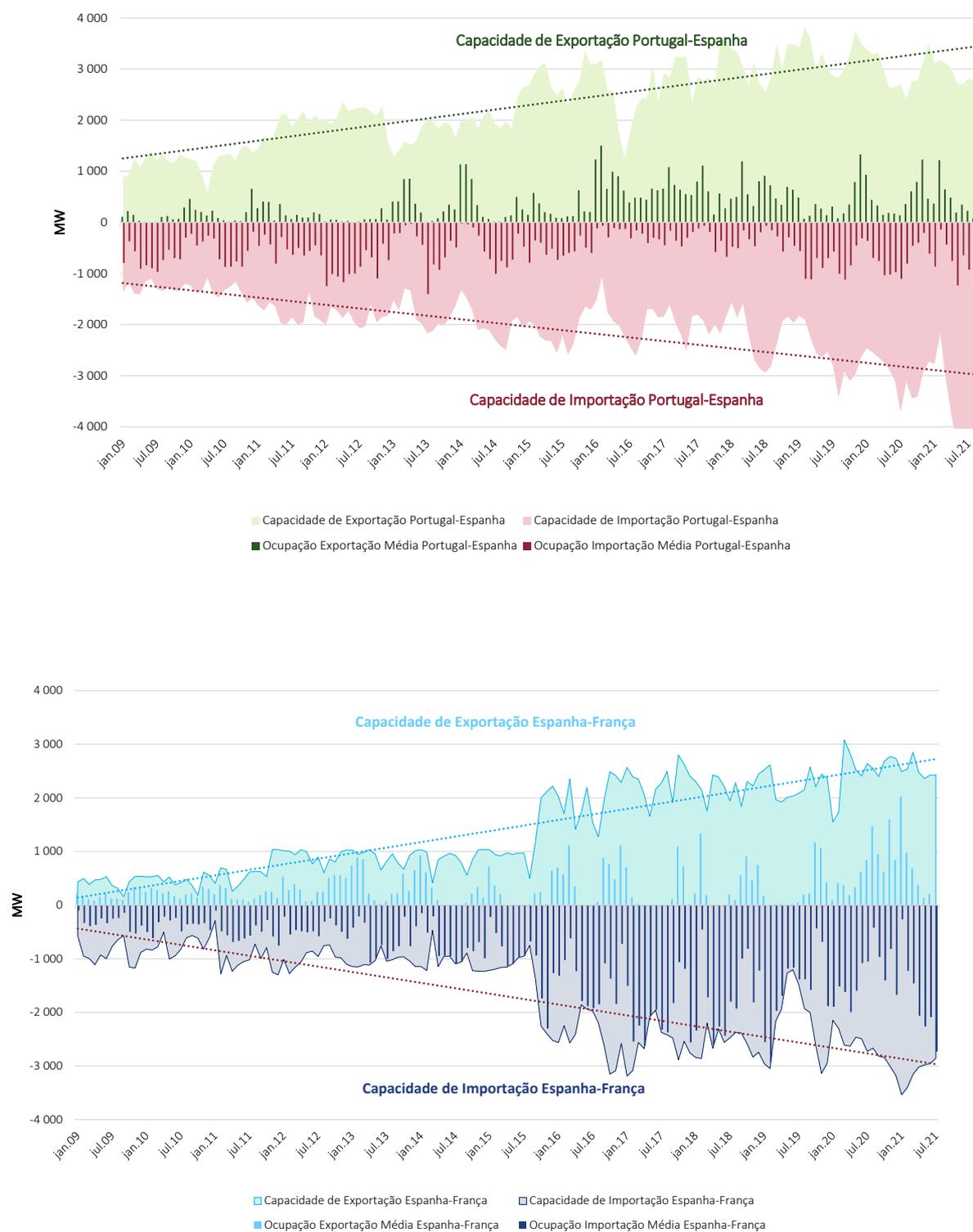
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha



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.

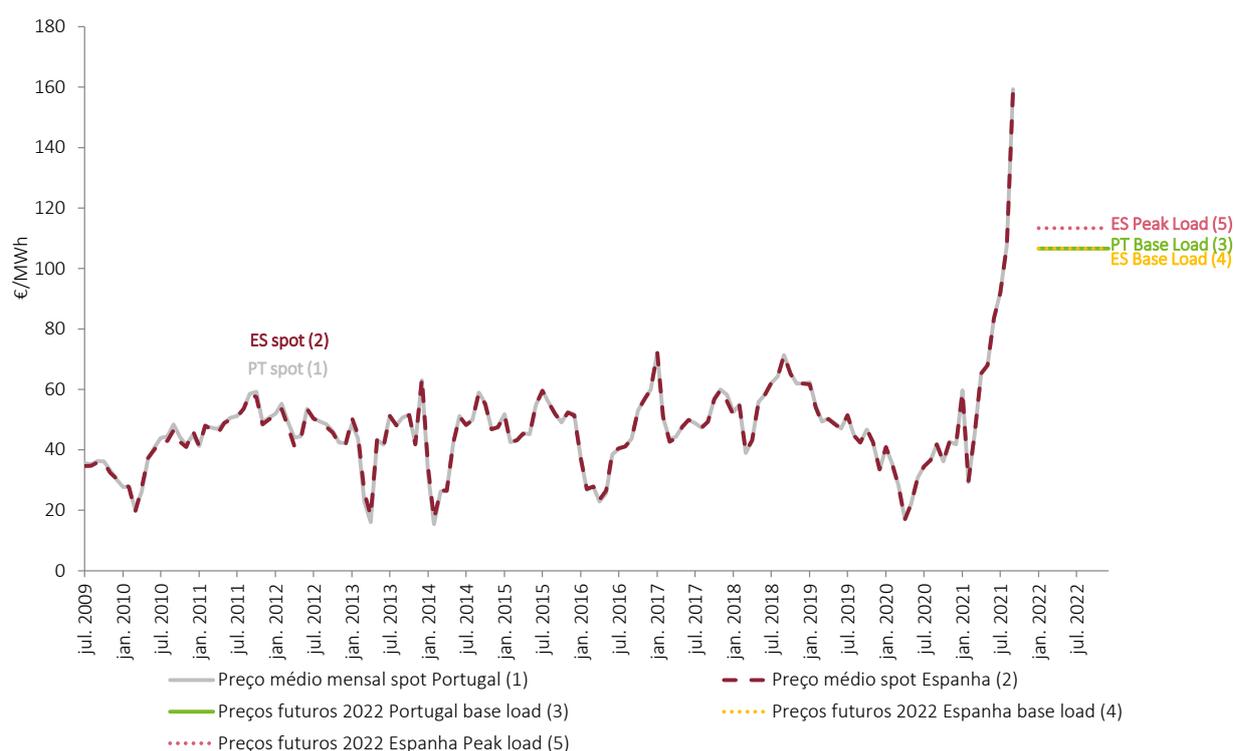
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Em termos de previsões para 2022, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2022 apontam em setembro do corrente ano para uma subida muito acentuada dos preços de energia face aos valores registados em 2021, para 107 EUR/MWh, no que diz respeito a contratos *base load* e para valores próximos dos 113 EUR/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-14).

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



Fonte: ERSE, OMIP

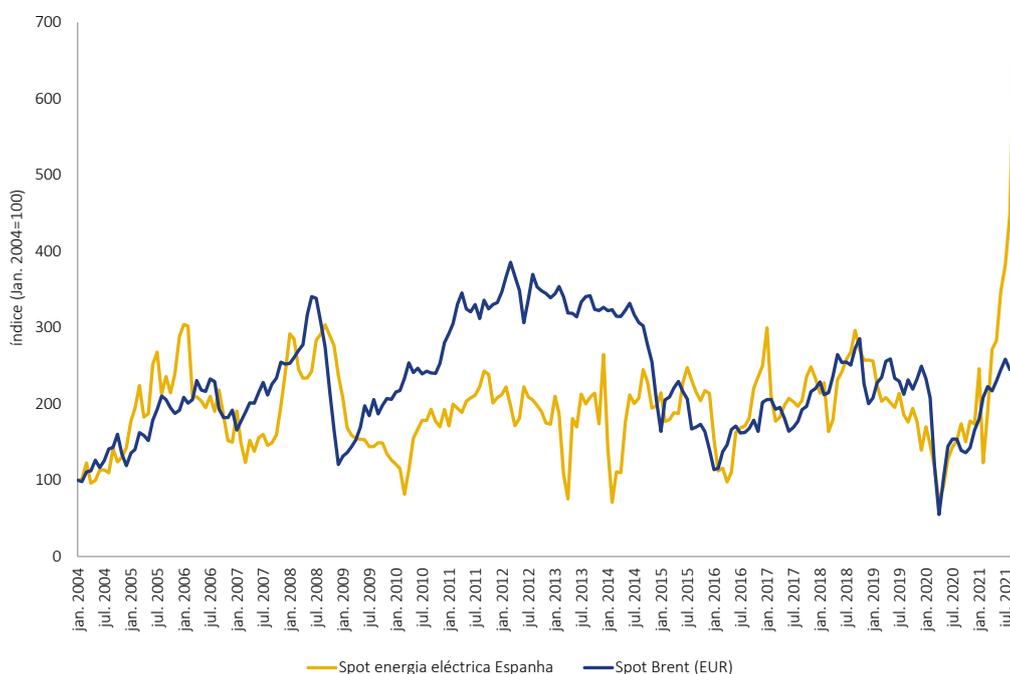
De seguida, efetua-se uma análise aos fatores que justificam a evolução do preço de energia elétrica e que não digam respeito a restrições nas capacidades de interligações.

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

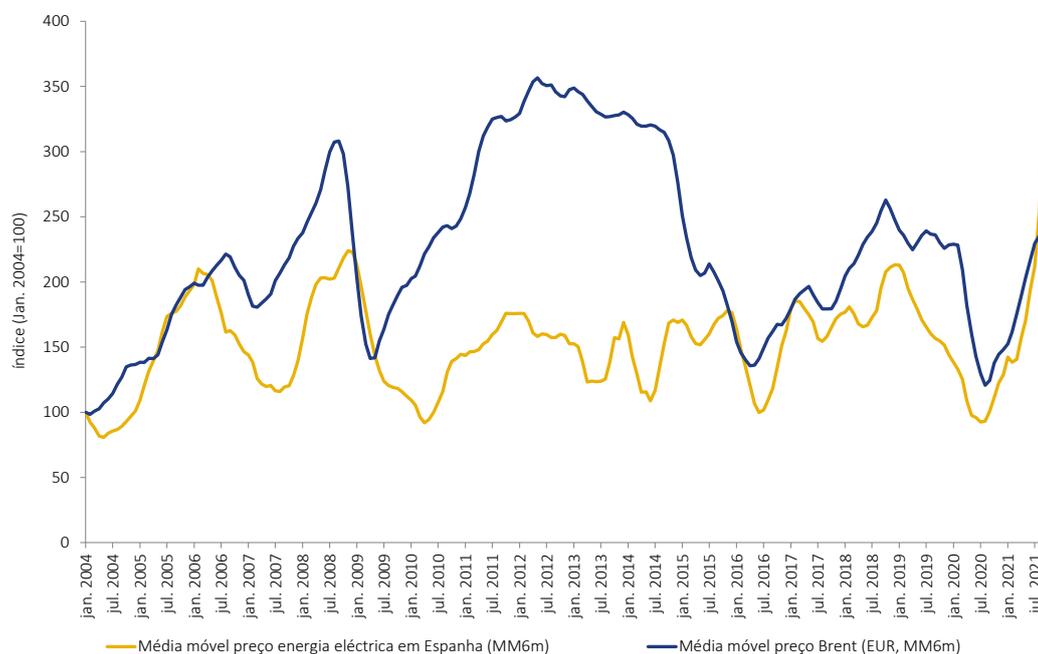
A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada decorre principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural, sendo que, por sua vez, a evolução do preço desta *commodity* está em parte correlacionado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

A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica tem vindo a atenuar-se com a penetração da produção de centrais com fontes de energia renováveis no mix de produção na Península Ibérica. Assim, o impacte que a evolução do preço do petróleo tem na evolução do preço de energia elétrica depende, atualmente, também de outros fatores como a hidraulicidade e a 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 2004¹², e do preço do petróleo.

¹² A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

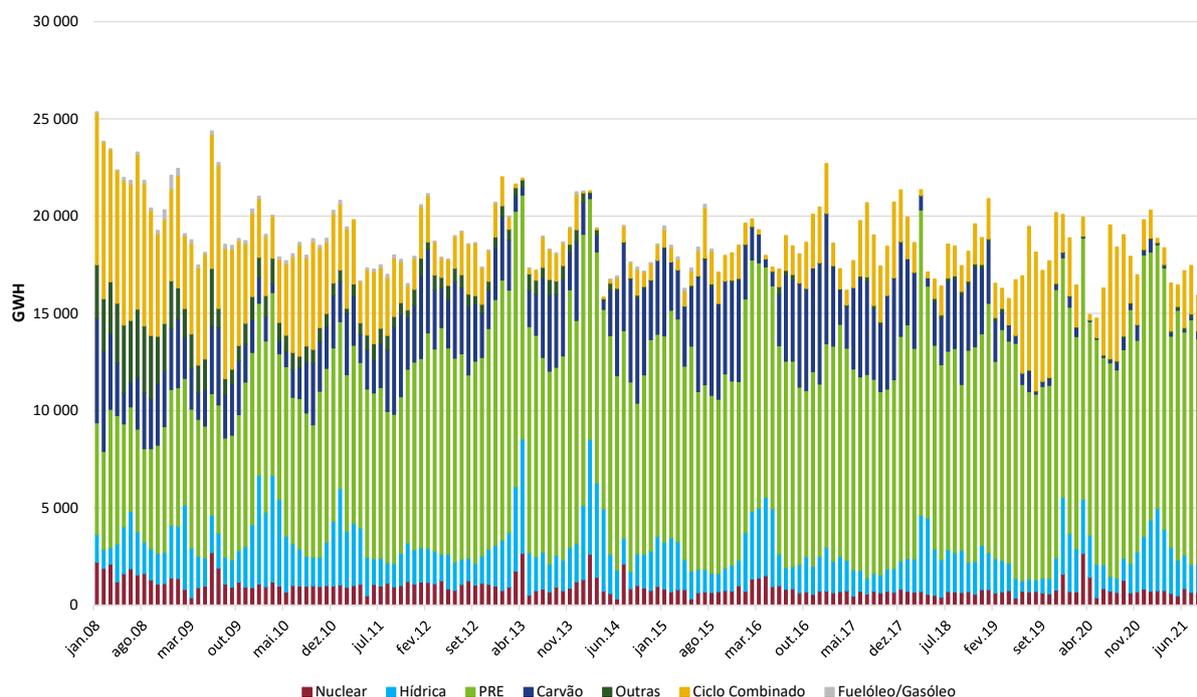
Figura 2-16 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)
(índice jan. 2004=100)



Fonte: ERSE, OMEL

Para além do impacto do preço dos combustíveis, tal como referido 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 2-17), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como o que se observou no ano de 2017 e no segundo semestre de 2019. Registe-se igualmente o descomissionamento em toda a Península Ibérica das centrais a carvão. No caso português, esta tendência concretizou-se no descomissionamento da Central térmica a carvão de Sines, no final de 2020 e com a expectativa do descomissionamento da central térmica a carvão do Pego, a 30 de novembro de 2021, de acordo com o previsto no CAE – Contrato de Aquisição de Energia.

Figura 2-17 - Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia



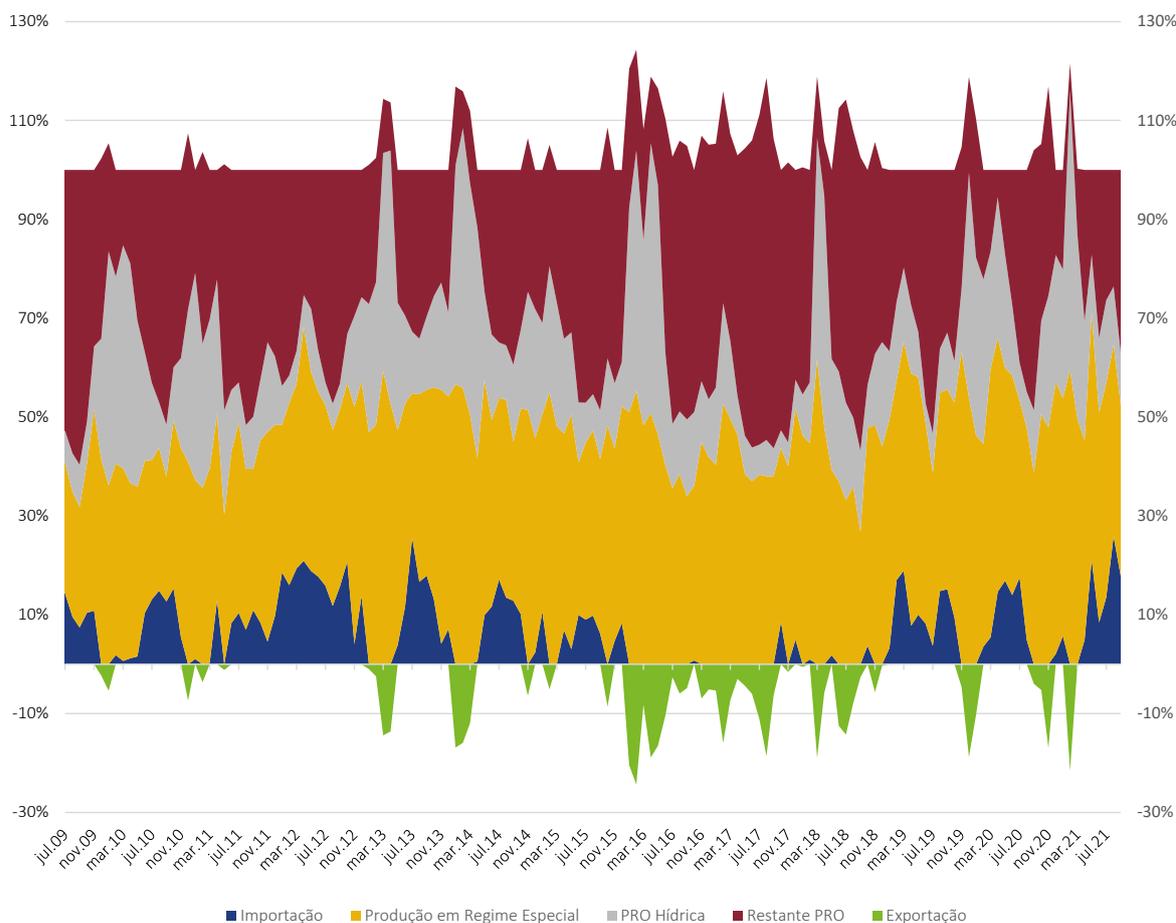
Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-18 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, conseqüentemente levou a uma redução da produção em regime especial que foi compensada pela produção térmica, e por valores verificados de importação proveniente de Espanha.

Já em 2021, à exceção de períodos referidos acima, têm-se também verificado uma manutenção da situação e, conseqüentemente, a existência de saldos importadores de Espanha para a satisfação do consumo em Portugal.

Figura 2-18 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal



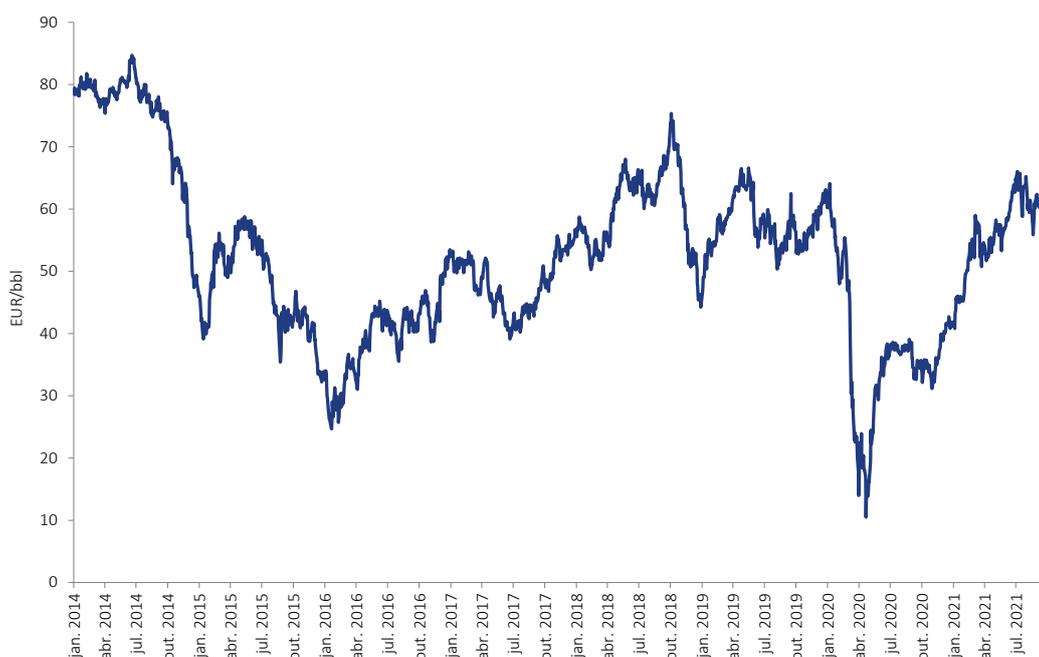
Fonte: REN, Elaboração ERSE

O efeito da produção em regime especial (PRE) 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 2-19) registou nos últimos tempos um aumento da volatilidade e uma amplitude de variação bastante elevada, em resultado, entre outros fatores, dos efeitos causados pela pandemia da COVID-19 e de algumas decisões políticas de apoio ao cumprimento das novas metas climáticas.

No terceiro trimestre de 2021, a média da cotação do *Brent* registada foi de 62,4 EUR/bbl, superior à média do ano até setembro, de 56,7 EUR/bbl, e 54% acima da média da cotação do Brent em 2020, que foi de 36,8 USD/bbl.

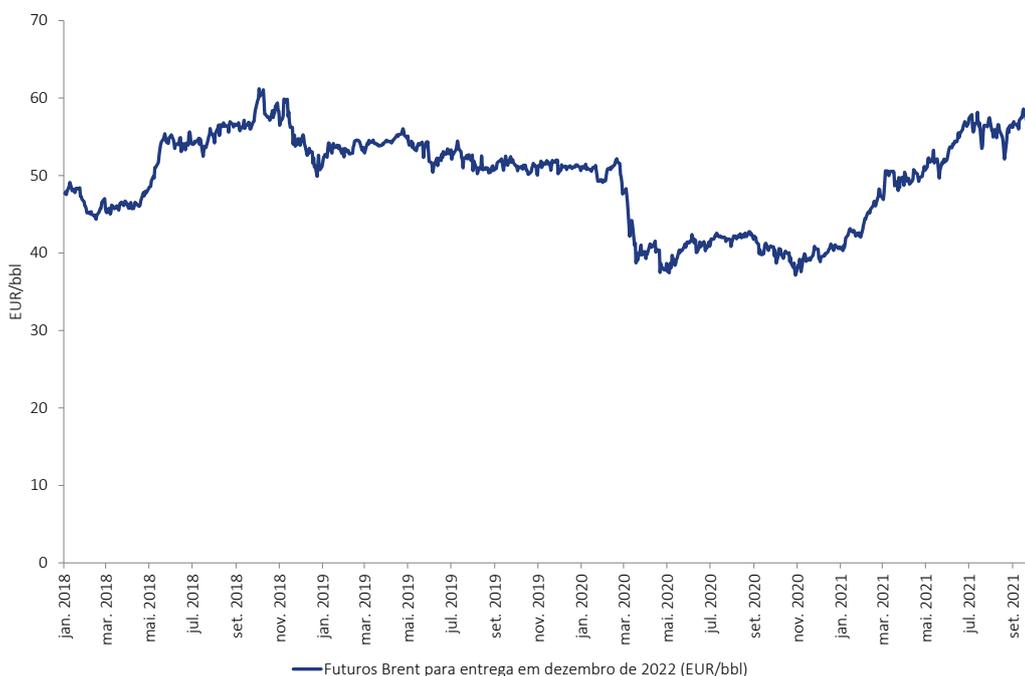
Figura 2-19 - Evolução preço diário *Brent* (EUR/bbl)



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 2-20), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de subida a partir do segundo trimestre de 2021, após a queda observado no início do ano. A média das cotações até setembro foi de 52 EUR/bbl.

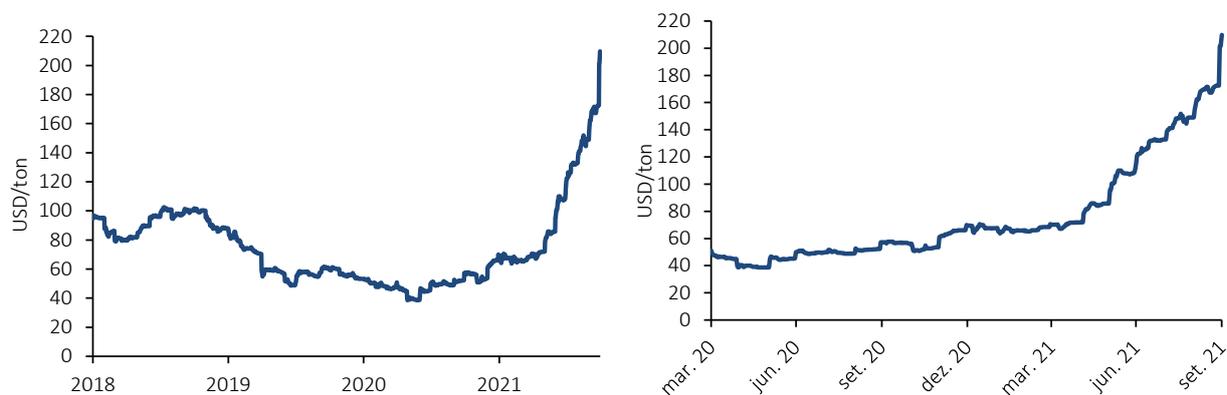
Figura 2-20 - Preço de futuros petróleo *Brent* para entrega em dezembro de 2022



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Na Figura 2-21 podemos observar a evolução do preço do carvão nos mercados do noroeste da Europa (mercado OTC a um mês). A partir do último trimestre de 2018, e até meados de 2020, o preço do carvão apresentou uma tendência decrescente, atingindo um valor mínimo no período em análise de 39 USD/ton em maio de 2020. A partir do segundo semestre de 2020 observou-se uma tendência de aumento, bastante acentuada a partir de junho de 2021, justificada, entre outros fatores, pela conjuntura da procura mundial desta *commodity* para a produção de eletricidade, nomeadamente com o crescimento da procura devido ao aumento do preço do gás natural e de a China passar a importar carvão de novas geografias. Por outro lado, também se registaram algumas restrições do lado da oferta com o fecho de minas, ou restrições na produção em minas, devidas a condições climatéricas. Este aumento mais recente do preço do carvão levou a que, no final de setembro de 2021, fosse superada a barreira dos 200 USD/ton. No conjunto do ano de 2021, com dados até setembro, a média do preço do carvão foi de 101 USD/ton, o que representa um aumento de 100% face ao valor médio do ano anterior, de 50 USD/ton.

Figura 2-21 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE

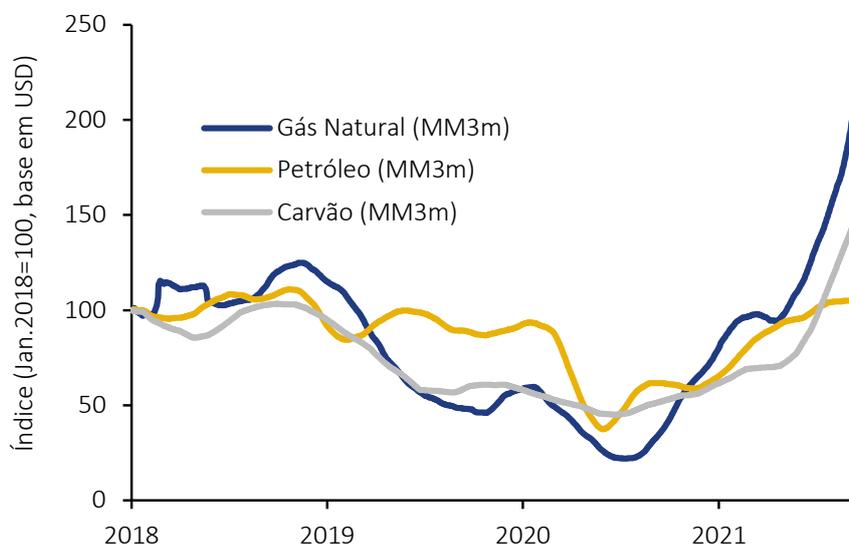


Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

A evolução comparativa do preço do carvão, do gás natural e do petróleo constitui um fator importante para melhor entender a evolução do preço da energia elétrica (Figura 2-22).

O início de 2020 foi marcado pela pandemia da COVID-19, pelo que as três *commodities* registaram descidas acentuadas marcadas essencialmente pela quebra na procura. A partir do terceiro trimestre desse ano registou-se uma retoma do preço das três *commodities*, com maior proeminência no gás natural, que está relacionada com a atenuação das medidas de controlo da propagação da pandemia da COVID-19. A partir de meados de 2021 essa evolução acentuou-se, e foi mais evidente para o valor gás natural, que no mês de setembro de 2021 registou um valor médio 370% superior ao valor médio registado do ano de 2020. No conjunto do ano de 2021, até setembro, os preços do gás natural e do carvão registaram aumentos de respetivamente 182% e 43%, comparando com os valores médios registados no ano anterior.

Figura 2-22 - Comparação da média móvel a 3 meses dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados *spot* (base 100)



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

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 CO₂, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂¹³. 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.

A Figura 2-23 mostra que desde o início de 2018 que o preço das licenças de emissão de CO₂ subiu de forma significativa. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 150% face aos valores do início do ano, tendo passado de cerca de 8 EUR/tonCO₂ para 25 EUR/ton CO₂. Esta evolução decorreu, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE¹⁴, bem como dos compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris. Assim, foram definidas novas regras¹⁵ 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. No início do primeiro trimestre de 2020, o preço das EUAs apresentou uma forte volatilidade,

¹³ Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

¹⁴ Diretiva 2018/410, de 14 de março.

¹⁵ Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO₂ e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

devido ao efeito da Pandemia da COVID-19. Até ao final de março, estes preços registaram uma tendência de descida, tendo atingido os 15,3 EUR/ton. No entanto, a partir do segundo trimestre assistiu-se a uma recuperação, tendo atingido no mês de julho o valor médio de 27,6 EUR/ton. Esta subida de preço, estaria relacionada com a perspetiva 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. Posteriormente e apesar de algumas paragens relacionadas com a pandemia COVID-19, a referida tendência de subida manteve-se ao longo de 2020 e no decurso de 2021, tendo-se atingido um valor de 60,51 EUR/ton no final do mês de agosto de 2021.

Figura 2-23 - Evolução preço licenças de emissão CO₂ (EUAs)



Fonte: Refinitiv Eikon, Elaboração ERSE

PREVISÕES

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, 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, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de 105,50 EUR/MWh, superior ao estimado para 2021, que se situa em torno

dos 76,18 EUR/MWh¹⁶, e acima do previsto em tarifas de 2021 para 2021, 49,52 EUR/MWh (Quadro 2-6). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

Quadro 2-6 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹⁷ para fornecimento dos clientes

	2021P em T2021	2021E em T2022	2022P em T2022
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	49,52	76,18	105,50
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	38,23	58,62	58,44
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,98	1,00

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2021 em Portugal é de 105,50 EUR/MWh. A definição deste valor tem em conta os valores reais disponíveis até final de setembro, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2021 e 2022, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR realizados até agosto de 2021.

Assim, foram considerados na definição do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2022, os contratos de futuros, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, dos outros custos previstos¹⁸, e dos resultados do leilão de aprovisionamento do CUR, acima referido, para contratos de carga base, ao qual foi aplicado um prémio de risco, nos termos do artigo 129.º do Regulamento Tarifário em vigor, igual a zero.

¹⁶ 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.

¹⁷ 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 2022, assumiu-se que contemplam o mecanismo de Banda de Reserva de Regulação, que vigorará transitória e após revogação do regime de interruptibilidade pela Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, e até à operacionalização do mecanismo concorrencial do regime de remuneração de reserva de segurança do SEN (Portaria n.º 41/2017, de 27 de janeiro), com inclusão dos consumidores.

¹⁸ 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

3 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2022

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 2022 por atividade no Continente

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2022	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2022, previstos em 2021 (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2022 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	-77 659		0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-77 659	77 659 (GGS)	0			0
ADENE	1 309		0			0
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 309	-1 309 (CVAT)	0			0
REN	529 386		451 727	0	0	451 727
Gestão Global do Sistema (GGS)	235 428	-77 659 (CVEEAC)	157 769			157 769
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	293 958		293 958			293 958
E-Redes	1 044 068	-450 418	593 650	-74 401	-115 136	552 914
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 041 633		1 041 633			1 041 633
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC)	2 435	-450 418 (OLMC + GGS + TEE)	-447 983	-74 401		-373 583
Tarifa Social					-115 136	-115 136
SU Electricidade	-260 613	596 195	335 582	74 401	0	261 182
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-383 881	699 249	315 368	75 601		239 766
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	-699 249	699 249 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	315 368		315 368	75 601		239 766
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	103 054	-103 054 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	20 214		20 214	-931		21 146
Sobreprorveito pela aplicação da tarifa transitória				-270		270
			1 380 959	0	-115 136	1 265 823

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

Quadro 3-2 - Proveitos em 2022 por atividade nas Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2022 (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Proveitos permitidos por actividade (3) = (1) + (2)
EDA	118 232	79 230	197 463
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	91 887	58 594	150 481
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	21 912	16 954	38 866
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 433	3 682	8 116
EEM	129 668	71 552	201 219
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	99 511	50 302	149 813
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	25 319	20 795	46 114
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 838	454	5 293
Total nas Regiões Autónomas	247 900	150 782	398 682

3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2020 E DE 2021

3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2020

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos, previstos, a proporcionar em 2020 definidos em 2019 com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos, definitivos, recalculados no ano 2021, com base em valores verificados em 2020.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2022 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2020 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos, definitivos, recalculados em 2021 com base em valores verificados em 2020. Os ajustamentos¹⁹ de 2020 a refletir em 2022 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -8,344 milhões de euros;
- Operação Logística de Mudança de Comercializador: -0,051 milhões de euros;
- Gestão Global do Sistema: -11,046 milhões de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: -22,715 milhões de euros;
- Compra e venda do acesso a rede de transporte: -50,590 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: -6,456 milhões de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: 74,419 milhões de euros;
- Comercialização: -0,774 milhões de euros.

¹⁹ Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2022 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2020 a refletir em 2022, no Continente

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2019 (tarifas 2020)	Diferencial positivo ou negativo na actividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Medidas de sustentabilidade de mercado	Proveitos efectivamente faturados em 2020	Proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2021	Incentivos, desvio da tarifa social e custos aceites a posteriori	Acertos faturação de anos anteriores	Desvio	Desvio actualizado para 2021	Ajustamento provisório calculado em 2020 atualizado para 2022	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Ajustamento a repercutir em 2022
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = (2)+(3)+(5)+(6)+(7)+(8)	(10) = (9) x (1 + spread) x (1 + spread)	(11)	(12)	(12)	(13) = (10) - (11) + (12)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	289 413				289 413	400 298	1 448		-112 333	-112 333	-104 219		0	-8 344
Proveitos permitidos à REN Trading	289 413	0		0	289 413	400 298	1 448		-112 333	-112 333	-104 219	0	0	-8 344
Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 198				1 147	1 198			-50	-50				-51
Proveitos permitidos à ADENE	1 198	0	0	0	1 147	1 198	0	0	-50	-50	0	0	0	-51
Gestão Global do Sistema (GGS)	603 300				578 411	599 672			-21 261	-21 305	-9 285	974		-11 046
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	273 850				265 257	276 583	0		-11 326	-11 349		-11 366		-22 715
Proveitos permitidos à REN	877 150	0		0	843 668	876 255	0		-32 587	-32 654	-9 285	-10 392	0	-33 761
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	2 090 016				1 975 889	2 032 401	-6 025		-50 486	-50 590				-50 590
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	989 322				976 751	974 129	-1 554		4 176	4 185		-10 641	0	-6 456
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	3 079 338	0		0	2 952 641	3 006 530	-7 579		-46 310	-46 405	0	-10 641	0	-57 046
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 437 543			-69 128	1 424 863	1 777 082	-7	0	-323 483	-324 147	-398 565			74 419
Produção em regime especial (PRE)	1 260 164		26 400	0	1 260 164	1 648 553	-7	0	-361 982	-362 724	-445 312			82 587
Fornecimento a clientes (FC)	177 378			-69 128	164 699	127 364			37 335	37 411	46 746			-9 335
Ajustamento da aditividade tarifária						1 164			1 164	1 167				1 167
Comercialização (C)	22 613	-4 070			22 142	18 844			-772	-774				-774
Proveitos permitidos à EDP SU	1 460 155	-4 070		-69 128	1 447 005	1 795 926	-7		-324 255	-324 920	-398 565	0	0	73 645
Total no Continente							-6 138		-515 485	-516 542	-512 069	-21 033	0	-25 506

Nota: A recuperação dos ajustamentos da função de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial, associados ao diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, é sujeita à aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

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 2020, com os proveitos de 2020 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2020 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2020. A diferença entre estas duas rúbricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2020 a repercutir nas tarifas de 2022. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

As atualizações destes ajustamentos consideram as taxas EURIBOR a 12 meses, média, determinada em valores diários de 2020, acrescida de um *spread* de 0,50 p.p. e EURIBOR a 12 meses média, determinada em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2021, acrescida de *spread* de 0,50 p.p.

Os ajustamentos²⁰ de 2020 a refletir em 2022 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 7,421 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 0,987 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -0,244 milhões de euros;

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 0,314 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 0,007 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -0,038 milhões de euros.

²⁰ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2020 a refletir em 2022, nas Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2019 (Tarifas 2020)	Proveitos recuperados em 2020, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2020	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos ou custos da gestão das licenças de CO2 e da partilha de benefícios	Proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2022	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2022 (sem acerto provisório de custo de capital de t-1)	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t-1	Ajustamento a repercutir em 2022
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(7)	(8)	(9) = (2)+(3)+(5)-(6)-(7)+(8)	(10) = (9) x (1+++spread) x (1+++spread)	(9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 598	87 314	44 757	0	0	124 352	606	8 342	-921	7 421
Distribuição de Energia Elétrica	38 272	20 216	17 573	0	0	36 792	0	999	-11	987
Comercialização de Energia Elétrica	7 117	3 654	3 378	0	0	7 251	0	-219	-24	-244
Proveitos permitidos à EDA	184 987	111 184	65 707	0	0	168 395	606	9 121	-957	8 164
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	141 398	94 219	38 714	0	0	127 777	-3 404	1 755	-1 441	314
Distribuição de Energia Elétrica	45 247	23 555	20 716	0	0	43 717	0	555	-548	7
Comercialização de Energia Elétrica	5 065	4 057	949	0	0	5 039	0	-33	-5	-38
Proveitos permitidos à EEM	191 709	121 831	60 379	0	0	176 533	-3 404	2 277	-1 994	283
Total nas Regiões Autónomas								11 398	-2 951	8 447

3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2021 a repercutir nas tarifas de 2022. 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 2021 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2021 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2022, com base em valores ocorridos e serão incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2023. Os ajustamentos provisórios²¹ de 2021 a refletir em 2022 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: 148,438 milhões de euros;
- Gestão Global do Sistema: 0,384 milhões de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: 7,495 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: -5,712 milhões de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: 997,915 milhões de euros.

²¹ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2021 a refletir em 2022,
no Continente

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2021, definidos em 2020 (tarifas 2021)	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Proveitos estimados a faturar em 2021	Proveitos estimados a proporcionar em 2021, definidos em 2021	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio[1]	Desvio actualizado para 2022	Acerto do CAPEX atualizado para 2022	Ajustamento provisório a repercutir em 2022
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6) = (2)+(3)-(4)-(5)	(7) = (6) x (1+2019)	(8)	(9) = (7) + (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	377 494		377 496	228 074	1 000	148 422	148 438		148 438
Proveitos permitidos à REN Trading	377 494		377 496	228 074	1 000	148 422	148 438	0	148 438
Gestão Global do Sistema (GGS)								384	384
Transporte de Energia Elétrica (TEE)								7 495	7 495
Proveitos permitidos à REN	0		0	0	0	0	0	7 879	7 879
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)									
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								-5 712	-5 712
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	0		0	0	0	0	0	-5 712	-5 712
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 367 870	30 200	1 500 144	532 536	0	997 808	997 915		997 915
Produção em regime especial (PRE)	1 367 870	30 200	1 367 870	332 837		1 065 233	1 065 348		1 065 348
Fornecimento a clientes (FC)			132 273	199 699		-67 426	-67 433		-67 433
Ajustamento da aditividade tarifária									
Comercialização (C)									
Proveitos permitidos à EDP SU	1 367 870	30 200	1 500 144	532 536	0	997 808	997 915	0	997 915
Total no Continente					1 000	1 146 230	1 146 353	2 167	1 148 520

Nota: A recuperação dos ajustamentos da função de compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial, associados ao diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, é sujeita à aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual.

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 3-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2021, 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 2021. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2022, com base em valores ocorridos e serão incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2023.

Os ajustamentos provisórios²² de 2021 a refletir em 2022 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 1,608 milhões de euros;

²² Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

- Distribuição de Energia Elétrica: 2,504 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 0,185 milhões de euros.

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 1,200 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 0,991 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica-0,001 milhões de euros.

Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2021 a refletir em 2022,
nas Regiões Autónomas

Unidade: 10 ³ EUR	
Acerto do CAPEX de 2021 atualizado para 2022 a repercutir em tarifas de 2022	
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 608
Distribuição de Energia Elétrica	2 504
Comercialização de Energia Elétrica	185
Proveitos permitidos à EDA	4 297
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 200
Distribuição de Energia Elétrica	991
Comercialização de Energia Elétrica	-1
Proveitos permitidos à EEM	2 190
Total nas Regiões Autónomas	6 488

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 e que serão descritos na seção dos ajustamentos referentes a esse ano.

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.

De acordo com a prática seguida desde o início da atividade da REN Trading, os seus custos de funcionamento têm sido incorporados no incentivo I_{CAE} , no momento do ajustamento definitivo dos proveitos da atividade de CVEE do Agente Comercial. Contudo, na preparação do presente processo

tarifário, a ERSE realizou um conjunto de diligências, no sentido de responder a uma recomendação do Conselho Tarifário para o “apuramento de todos os custos da REN Trading, permitindo avaliar a suficiência do incentivo”, que foi efetuada no âmbito da consulta para a revisão do incentivo.

No capítulo 11 do documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», descreve-se brevemente as diligências realizadas pela ERSE e a alteração da abordagem regulatória à REN Trading nos próximos anos, que passará pela possibilidade de aceitação de algumas naturezas de custos fora do âmbito de aplicação do incentivo I_{CAE} , num contexto muito particular do exercício da atividade da empresa.

Deste modo, 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 o ano t^{23} ;
- os proveitos associados ao incentivo ICAE, estabelecido no Anexo I da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, considerado a título provisório no ajustamento de $t-1$ e em termos definitivos 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 2022, do sobrecusto estimado para 2021, bem como do verificado em 2020.

²³ No cálculo do ajustamento provisório para o ano $t-1$ e 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.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2022

		Unidade: 10 ³ EUR				
		2020	2021	2022	[(3)-(1)]/(1)	[(3)-(2)]/(2)
		Verificado	Tarifas 2022	Tarifas	%	%
		(1)	(2)	(3)		
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	112 282	99 244	0	-100,0%	-100,0%
(1b)	Turbogás	136 222	136 944	140 166	2,9%	2,4%
(1)=(1a)+(1b)	Total	248 504	236 189	140 166	-43,6%	-40,7%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	19 870	28 942	0	-100,0%	-100,0%
(2b)	Turbogás	149 266	162 694	202 847	35,9%	24,7%
(2)=(2a)+(2b)	Total	169 136	191 636	202 847	19,9%	5,9%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	7 577	38 075	0	-100,0%	-100,0%
(3b)	Turbogás	29 043	70 116	81 663	181,2%	16,5%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	110	0	0	-	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	Total	36 731	108 191	81 663	122,33%	-24,52%
Receitas sem serviços de sistema						
(4a)	Tejo Energia	13 549	86 413	0	-100,0%	-100,0%
(4b)	Turbogás	136 355	371 198	364 054	167,0%	-1,9%
(4)=(4a)+(4b)	Total	149 904	457 611	364 054	142,9%	-20,4%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(5a)	Tejo Energia	3 554	2 713	0	-	-
(5b)	Turbogás	4 231	4 464	1 200	-	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	7 784	7 177	1 200	-	-
Saldo VPP						
(6a)	Tejo Energia	-	-	-	-	-
(6b)	Turbogás	-	-	-	-	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	0	-	-
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE						
(7a)	Tejo Energia	5 433	5 523	0	-100,0%	-100,0%
(7b)	Turbogás	3 325	3 685	1 830	-45,0%	-50,3%
(7)=(7a)+(7b)	Total	8 757	9 207	1 830	-79,1%	-80,1%
Outros Custos						
(8a)	Tejo Energia	-	-	-	-	-
(8b)	Turbogás	-	-	-	-	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	0	-	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	128 060	82 658	0	-100,0%	-100,0%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	177 270	-2 223	61 252	-65,4%	-2855,3%
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	110	0	0	-100%	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	305 441	80 435	61 252	-79,9%	-23,8%

O fim do CAE da central da Tejo Energia em 2021 e as suas condicionantes de funcionamento devido ao stock de carvão existente durante esse ano, são determinantes na evolução do diferencial de custo com o CAE desta central no ano de 2021. Desde logo, a descida do encargo de potência em 2021, que se deve à redução do período a que respeita, tendo em conta que o CAE termina em novembro de 2021, e, por esse motivo, a sua nulidade em 2022.

Quanto ao valor global dos encargos de energia desta central são afetados, essencialmente, pelo crescimento abrupto do preço das licenças de CO₂ e pelo stock de carvão disponível no início de 2021, que não foi aumentado desde 2019 por decisão da REN Trading, dando origem a cancelamentos de carregamentos de carvão. Relativamente a este último aspeto, a REN Trading informou a ERSE, em fevereiro de 2020, da existência de compras de carvão para a central termoelétrica do Pego a serem

canceladas após a sua aquisição em procedimento de compra assente em normativo aprovado pela DGEG, após parecer da ERSE.

Em resposta a essa mesma comunicação, a ERSE expressou que o quadro legal em vigor não prevê uma pronúncia desta entidade relativamente a decisões de gestão na aquisição de carvão, nem, em concreto, de cancelamentos de cargas adquiridas, remetendo a análise dessa mesma gestão para uma avaliação de desempenho da REN Trading em momento posterior, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário e nos estatutos da ERSE.

Em comunicação de agosto de 2021, a REN Trading veio a confirmar o cancelamento de quatro cargas de carvão em 2020, justificado pela impossibilidade de armazenamento do mesmo no parque adstrito à central termoelétrica do Pego, que se encontrava num nível elevado de ocupação devido à dificuldade de colocação da produção motivada por preços de mercado abaixo do custo marginal. A REN Trading reporta, para este efeito, um custo global com o cancelamento das referidas quatro entregas de carvão de cerca de 13,7 milhões de euros.

Neste contexto, há a referir que, no período compreendido entre 2018 e 2020 se podem resumir as movimentações de carvão para a central termoelétricas do Pego, da seguinte forma:

1. Contratação de sete barcos em julho de 2018, para entrega em 2019, sendo que no ano de 2019 só foram entregues três.
2. Cancelamento das entregas de quatro barcos em 2020, equivalente a 424,3 GWh (aproximado a 30 dias de utilização da potência do Pego, para um volume total de $160 \text{ kton} \times 4 = 640 \text{ kton}$).

A avaliação da racionalidade económica do cancelamento das mencionadas entregas de quatro barcos em 2020 foi concretizada tendo por base de avaliação o cálculo de um *clean dark spread* para dois cenários de preço e considerando a evolução do mercado *spot* e da cotação a um mês dos futuros OMIP. Os cenários em causa são, resumidamente, os seguintes:

- **Cenário A, decorrente de informação da REN Trading:** teve como referência a cenarização do preço marginal apresentado pela REN Trading em sua comunicação, no valor de 45 EUR/MWh (inclui custo de CO₂), presumindo-se que o preço referido se aplica ao total de aquisição dos 7 barcos, o que equivale a considerar a inexistência de um custo distinto para cada entrega e associado às condições de mercado observáveis na altura de cada cancelamento.

- **Cenário B, decorrente de estimação ERSE:** no cálculo do custo variável da central teve-se como referência a média das cotações a futuro em julho de 2018 do preço do carvão em mercado internacional, dado pela cotação API2 (para uma eficiência de 38%), bem como a média das cotações das licenças de emissão de CO₂ para entrega em Dec-2018 (ajustado a um fator de emissão real, considerando o perfil de produção do Pego entre 2019 e 2020), resultando num custo variável global de 45,03 EUR/MWh.

É, desde logo, observável que o cenário de preço de mercado aduzido pela REN Trading (45 EUR/MWh, no cenário A) não se afasta do cenário de preço construído com base nos fundamentais de preço utilizados pela ERSE (cenário B), com a informação existente na mesma data (preço internacional do carvão, das licenças de CO₂ e fatores de emissão históricos temporalmente mais próximos).

A análise da racionalidade económica do cancelamento das quatro entregas de carvão deve, assim, fazer-se pelo confronto entre o custo real incorrido com tal cancelamento (cerca de 13,7 milhões de euros, que se encontram na rubrica dos encargos de energia da central da Tejo Energia em 2020, no valor de cerca 13 milhões de euros) face ao cenário de receitas previsionais que se obteriam com a utilização do carvão. Para o efeito, utilizaram-se dois cenários de preço da energia produzida:

- com a utilização das cotações a futuro com entrega em Portugal (produto FPB, em OMIP), para cada trimestre a que reportam as cargas de carvão, no último mês antes do início da entrega (cada trimestre);
- com as últimas cotações do mesmo produto antes da decisão de cancelamento (lançamento da decisão de acordo informação da REN Trading de agosto de 2021.

Neste exercício, a receita líquida obtida em mercado varia entre -9,5 milhões de euros e -13,8 milhões de euros.

Com base nos cenários em causa, é observável que a receita líquida decorrente da utilização das cargas de carvão previstas para 2020, em cenário prospetivo – para a tomada de decisão de queima desse mesmo carvão - resultariam sempre numa perda económica, havendo, pois, racional económico para o seu cancelamento quando a avaliação é efetuada nestes moldes – confronto entre o custo marginal definido aquando da compra de carvão e a cotação de venda a prazo da energia produzida. Adicionalmente, o facto do parque destinado ao armazenamento de carvão estar lotado e o fornecedor não permitir mais adiamentos dos carregamentos de carvão destinados à central, robustece esta tomada de decisão da ERSE de aceitar estes custos da Tejo Energia.

No caso da central da Turbogás, observa-se que os encargos de potência previstos para 2022 estão um pouco acima dos valores estimados para 2021, 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 acréscimo acentuado em 2022, relativamente às estimativas para 2021, está relacionado com o aumento dos custos variáveis unitários, por via da subida estimada para o preço do petróleo e, conseqüentemente, do preço do gás natural consumido por esta central nas condições definidas no AGC²⁴, bem como do aumento previsto das quantidades consumidas de gás natural. Apesar de ter menos impacto nesta central do que na central da Tejo Energia devido ao menor fator de emissão de CO₂, é também de assinalar o efeito nestes encargos da evolução dos preços das licenças de CO₂.

Ao nível dos custos incorporados na determinação do sobrecusto CAE, registre-se ainda o impacto em 2022 da extinção da tarifa de uso da rede de transporte aplicável aos produtores em 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 ambas as centrais em 2021, e para a Turbogás em 2022, devido, principalmente, à subida muito acentuada dos preços de mercado perspectivada para esses anos em relação a 2020. Este aumento das receitas unitárias traduz-se no incremento das receitas de venda de energia elétrica de ambas as centrais em 2021, embora em 2022, no caso central da Turbogás, tal não aconteça devido uma ligeira redução da previsão das quantidades a produzir.

Para o agregado das duas centrais, o fim do CAE da Tejo Energia em 2021 e o aumento das receitas resultante da evolução dos preços de eletricidade no mercado grossista são determinantes para a redução do sobrecusto com os CAE repercutido em 2022 na tarifa de Uso Global do Sistema.

²⁴ 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 Quantidade Anual Contratual (QAC).

Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2022

		2021	2022
Preço base ⁽¹⁾	EUR/MWh	92,0	89,1
Preço licenças CO ₂ ⁽¹⁾	EUR/ton	50,4	60,1
Tejo Energia	Quantidades (GWh)	735	0
	Custo variável com CO ₂ (EUR/MWh)	91,2	n.a.
Turbogás	Quantidades (GWh)	3 744	3 591
	Custo variável com CO ₂ (EUR/MWh)	62,2	79,2

⁽¹⁾ 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 2022.

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

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2021	Tarifas 2022
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	228 509	61 252
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	447 442	424 676
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	7 889	1 830
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	226 822	365 254
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 347	1 181
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 315	1 153
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	31	27
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	19	23
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	4,60%	4,40%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-104 208	148 437
E	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t	-43 431	-8 344
F = A + B - C - E	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	377 494	-77 659

4.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO EM 2020 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 2020, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 89.º do 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 dos valores reais do diferencial de custo CAE de 2020.

Este montante é atualizado para 2022, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2020²⁵, acrescida do *spread*²⁶ de 0,50 pontos percentuais, e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2020²⁷, acrescida de *spread* de 0,50 pontos percentuais. Ao montante obtido desta forma, deduz-se o ajustamento provisório do ano 2020 efetuado nas tarifas de 2021, atualizado para 2022 com juro relativo a 2021 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 2020 a repercutir nas tarifas de 2022 é negativo, o que significa um valor a receber 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.

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. Neste âmbito, presentemente, não relevam as reivindicações dos produtores num horizonte futuro, mas apenas os custos incorridos.

²⁵ Média dos valores diários verificados de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2019.

²⁶ O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.1 deste documento.

²⁷ Média dos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2020.

Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2020

		Unidade 10 ⁹ EUR	
		2020	Tarifas 2020
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	457 193	517 612
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	8 757	7 303
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	160 510	331 574
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 215
5	Ajustamento t-1	-53 416	-53 416
6	Ajustamento t-2	-41 441	-41 441
7	Incentivos ICAE e PAM em t-2	1 448	
A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	401 746	289 413
B	Sobrecusto recuperado pela GGS	289 413	
C = (B - A) * (1 + it-2) * (1+it-1)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-112 563	
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	-104 208	
E = D * (1+ it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t	-104 219	
it-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-2 acrescida de <i>spread</i>	0,194%	
it-1	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 acrescida de <i>spread</i>	0,011%	
G	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	0	
F = C - E + G * (1 + it-2) * (1 + it-1)	Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t	-8 344	

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2020, 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 2020 com o valor real ocorrido nesse ano.

Quadro 4-5 - Desvios em 2020 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

Unidade: 10³ EUR

		2020 Tarifas (1)	2020 Verificado (2)	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	88 824	112 282	23 458	26%
(1b)	Turbogás	138 581	136 222	-2 360	-2%
(1)=(1a)+(1b)	Total	227 405	248 504	21 099	9%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	59 277	19 870	-39 407	-66%
(2b)	Turbogás	155 034	149 266	-5 768	-4%
(2)=(2a)+(2b)	Total	214 311	169 136	-45 175	-21%
Licenças de CO₂					
(3a)	Tejo Energia	47 891	7 577	-40 313	-84%
(3b)	Turbogás	28 004	29 043	1 039	4%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	110	110	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	75 895	36 731	-39 164	-52%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	138 016	13 549		-90%
(4b)	Turbogás	193 558	136 355	-57 203	-30%
(4)=(4a)+(4b)	Total	331 574	149 904	-181 670	-55%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	0	3 554		-
(5b)	Turbogás	0	4 231	4 231	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	0	7 784	7 784	-
Saldo VPP					
(6a)	Tejo Energia			0	-
(6b)	Turbogás			0	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	0	-
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE					
(7a)	Tejo Energia	4 384	5 433	1 049	24%
(7b)	Turbogás	2 919	3 325	406	14%
(7)=(7a)+(7b)	Total	7 303	8 757	1 455	20%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	62 360	128 060	65 700	105%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)	Turbogás	130 980	177 270	46 290	35%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	110	-	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	Total	193 340	305 441	112 100	58%

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 2020 foi inferior ao previsto. Individualmente, verifica-se que a produção da Turbogás foi superior ao previsto e no caso da Tejo Energia o desvio foi claramente negativo.

Quadro 4-6 - Desvios em 2020 da produção das centrais com CAE

	Unidade: GWh		
	Tarifas 2020 (1)	Verificado 2020 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	1 855	342	-81,6%
Turbogás	2 886	3 467	20,1%
Total	4 741	3 809	-19,7%

Como se pode verificar no Quadro 4-7, os custos variáveis unitários de produção foram superiores ao previsto na central da Tejo Energia, devido, essencialmente, aos custos com o cancelamento das cargas de carvão previstas para 2020, que foram provisoriamente aceites pela ERSE neste processo tarifário, mas que ainda se encontram sob análise que poderá determinar uma decisão diferente. Refira-se que a decisão da REN Trading se baseou em informação dos mercados disponível em 2019, a qual apontava para a impossibilidade de escoar o *stock* de carvão presente na central, face às condições de preço para a colocação da sua produção. Caso estes custos com o cancelamento dos navios de carvão não sejam considerados no custo variável unitário, este tomaria o valor de 18 EUR/MWh.

Por outro lado, os custos variáveis de produção da central da Turbogás foram inferiores ao previsto devido à redução dos preços dos combustíveis associados a esta central. A conjugação dos desvios das produções e dos custos variáveis resultou num desvio por defeito dos encargos de energia agregados de ambas as centrais de 21%.

Quadro 4-7 - Desvios em 2020 do custo variável unitário de produção (sem CO₂) das centrais com CAE

	Unidade: EUR/MWh		
	Tarifas 2020 (1)	Verificado 2020 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	32,0	58,1	81,8%
Turbogás	53,7	43,1	-19,9%

Os encargos unitários com a aquisição de licenças para emissão de CO₂ de ambas as centrais foram inferiores ao previsto em tarifas de 2020, como se pode atentar no quadro seguinte.

Quadro 4-8 - Desvios em 2020 dos encargos unitários com licenças de CO₂ das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2020 (1)	Verificado 2020 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	25,8	22,2	-14,2%
Turbogás	9,7	8,4	-13,7%

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

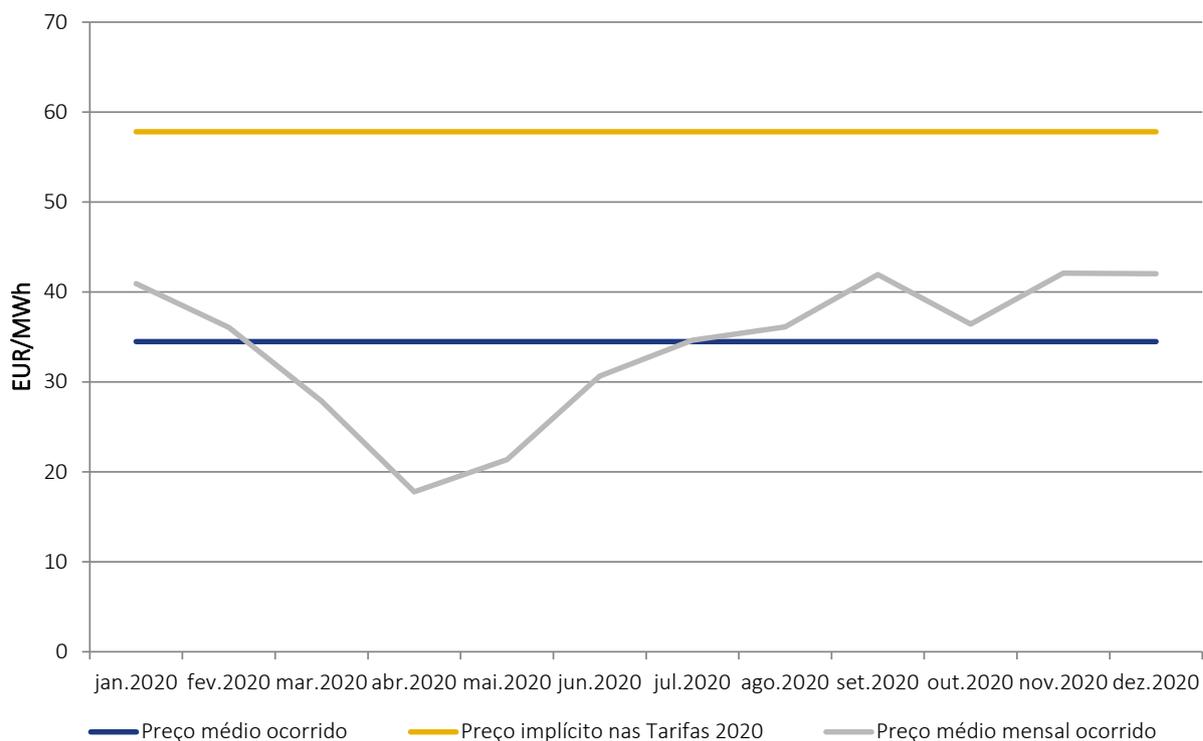
Quadro 4-9 - Desvios em 2020 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Tarifas 2020 (1)	Verificado 2020 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	74,4	50,0	-32,8%
Turbogás	67,1	40,6	-39,5%

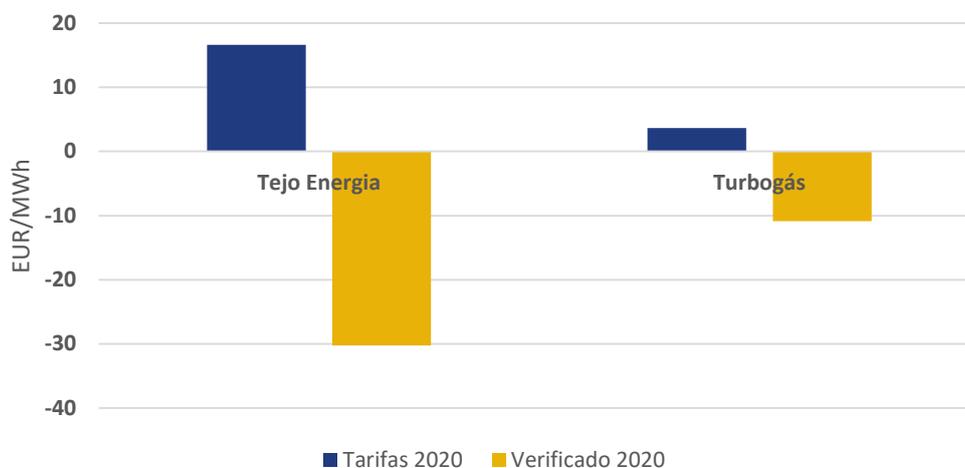
Devido ao preço de mercado ter sido, em termos anuais, inferior ao previsto em cerca de 40% (como se pode observar na Figura 4-1), as receitas unitárias de ambas as centrais decresceram bastante relativamente ao previsto no processo tarifário de 2020.

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



A redução das receitas unitárias na central da Tejo Energia foi acompanhada de um aumento dos custos unitários desta central, pelo que o *mark-up* ocorrido no ano de 2020 diminuiu comparativamente com o implícito nas tarifas de 2020 (-46,9 EUR/MWh), como mostra a Figura 4-2. No caso da Turbogás, a queda das receitas unitárias foi superior ao decréscimo dos custos variáveis, resultando também numa diminuição do *mark-up* em relação ao previsto (-14,5 EUR/MWh).

Figura 4-2 - Desvio do *mark-up* das centrais com CAE previsto para 2020 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 2020 na central da Turbogás foi ligeiramente inferior ao previsto. No caso da central da Tejo Energia observou-se um incremento do encargo de potência significativo. No cômputo agregado, o valor verificado para esta componente de custo foi superior em relação ao previsto no processo tarifário de 2020.

Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

A Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, que revogou o Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de abril, define no seu Anexo I o incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados. Esta revisão dos incentivos aplicáveis ao Agente Comercial, ocorrida em 2014, foi sobretudo motivada pelas alterações estruturais do setor elétrico português e pela existência de um novo enquadramento legal do mecanismo de comércio europeu de licenças de emissão (CELE).

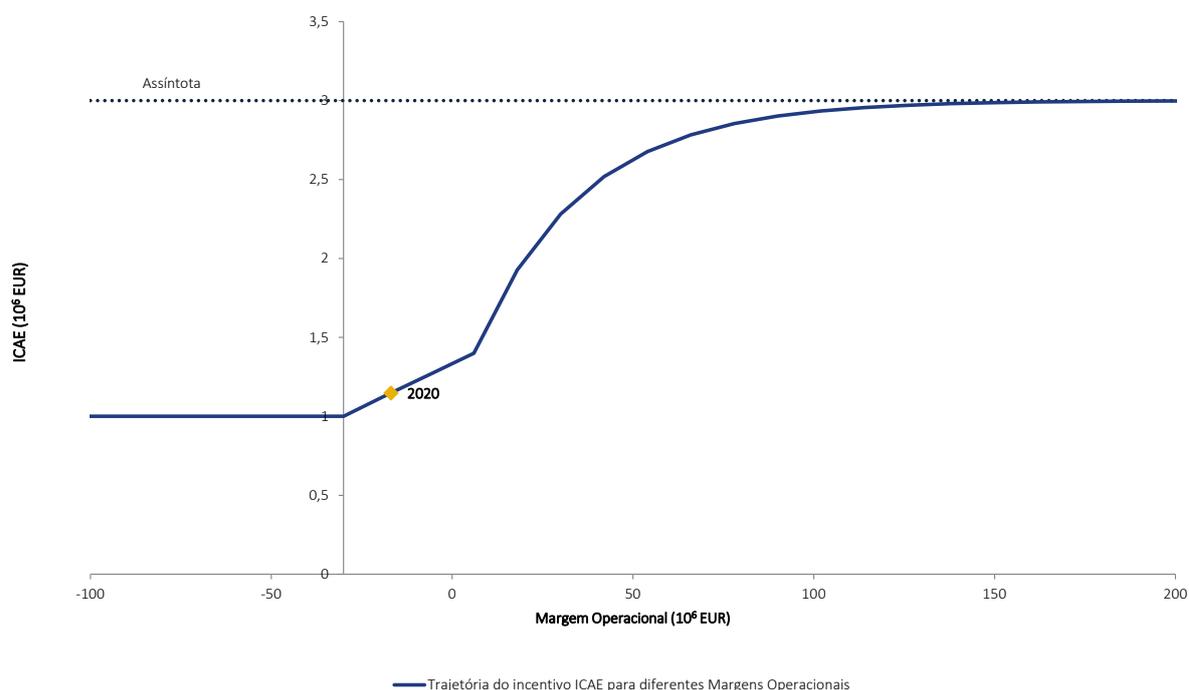
Registe-se que este incentivo foi revisto em 2021, de modo a poder internalizar as alterações do contexto em que o Agente Comercial desenvolve a sua atividade, designadamente os fins dos CAE da Tejo Energia e da Turbogás, respetivamente em 2021 e em 2024.

O incentivo I_{CAE} , que vigorava em 2020, é determinado em função da margem operacional obtida para o *portfolio* das centrais geridas pela REN Trading. Para efeitos de cálculo desta margem operacional considera-se a receita anual de ambas as centrais, proveniente das vendas de energia elétrica em mercado diário e em mercados a prazo, incluindo receitas líquidas da participação nos mercados de serviços de sistema, e retiram-se os custos variáveis anuais de ambas as centrais, incluindo as aquisições de gás natural e de carvão, as aquisições de licenças de emissão de CO₂ e os custos variáveis de operação e manutenção.

CÁLCULO DA MARGEM OPERACIONAL CONSIDERADA NO I_{CAE}

No cálculo da margem operacional da central da Turbogás foram incluídos nos custos variáveis os custos com as tarifas de acesso à rede de gás natural (ATR), uma vez que estas estão correlacionadas com a produção da central. Esta forma de cálculo permite adequar a aplicação do incentivo ao método como foram preparados os cenários usados na definição dos seus parâmetros. A figura seguinte apresenta o resultado da aplicação do incentivo I_{CAE} , que em 2020 foi de 1,148 milhões de euros, correspondente a uma margem operacional do *portfolio* de centrais de -16,918 milhões de euros.

Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2020



CÁLCULO DO PRÉMIO DE ADEQUAÇÃO EM MERCADO CONSIDERADO NO I_{CAE}

Com a publicação da Diretiva n.º 2/2014, a ERSE aprovou as 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 até 31 de dezembro de 2020, na sequência da publicação da Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, que estabelece o novo incentivo para a gestão otimizada de CAE não cessados e revoga a anterior diretiva.

O incentivo previsto na Diretiva n.º 2/2014 comporta duas vertentes: (i) o incentivo associado à margem (operacional) libertada com a gestão dos CAE não cessados, em função dos respetivos custos variáveis de produção; e (ii) um prémio para a participação nos diferentes referenciais de mercado, que é função da modulação realizada com as centrais.

O prémio de adequação em mercado (P_{AM}), em euros, é calculado pela seguinte expressão:

$$P_{AM} = k \cdot \left[\sum_{PH} [(r^{PH} - p_{md}^{PH}) \cdot q^{PH}] \right], \text{ em que}$$

- 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^{PH} corresponde ao valor da receita unitária obtida pelo Agente Comercial no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;
- pmd^{PH} corresponde ao valor do preço médio no mercado diário do MIBEL, área de preço portuguesa, no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em euros por MWh;
- q^{PH} corresponde ao volume de energia colocado pelo Agente Comercial no período horário PH do ano a que respeita o cálculo do incentivo, expresso em MWh.

Para efeitos de aplicação da referida expressão, a ERSE utilizou a informação recolhida no âmbito da atividade de supervisão de mercado grossista, quer quanto ao funcionamento do mercado diários do MIBEL, quer quanto aos restantes referenciais de mercado.

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 OMIP ou mecanismos de contratação bilateral) e os mercados de serviços de sistema (banda de regulação, energia de regulação e resolução de restrições).

O volume de energia colocada em mercado, a que se refere o termo q^{PH} 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^{PH}).

O Quadro 4-10 apresenta os volumes de contratação efetuados pelo Agente Comercial em 2020, repartidos por períodos de horas cheias, de ponta e de vazio.

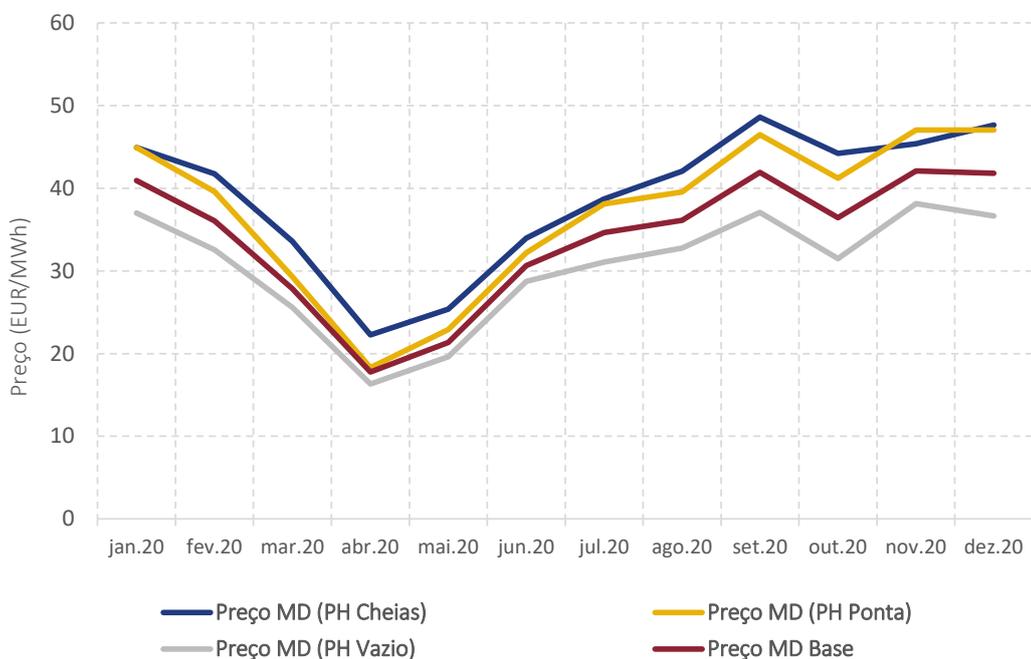
Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado, em 2020

Referencial de contratação	Cheias	Ponta	Vazio	TOTAL 2020
Contratação em mercado diário (MWh)	618 509,20	1 865 012,20	752 411,90	3 235 933,30
Contratação líquida em mercados intradiários (MWh)	74 908,10	239 093,70	125 444,10	439 445,90
Programa MD+MiD (MWh)	693 417,30	2 104 105,90	877 856,00	3 675 379,20
Contratação de energia de reserva secundária (MWh)	0,00	0,00	4,38	4,38
Contratação de energia de reserva de regulação (MWh)	3 395,40	5 130,10	55 194,70	63 720,20
Contratação de energia para resolução de restrições (MWh)	25 001,00	25 903,50	25 840,70	76 745,20
Contratação em mercados de operação (MWh)	28 396,40	31 033,60	81 039,78	140 469,78
Programa final (MWh)	721 813,70	2 135 139,50	958 895,78	3 815 848,98
Programa real (MWh)	721 044,50	2 128 568,10	957 148,10	3 806 760,70
Desvios à programação (MWh)	-769,66	-6 620,46	-1 682,74	-9 072,86

Nota: MD – mercado diário; MiD – mercado intradiário.

O preço médio obtido em mercado diário, para cada período horário, corresponde à média aritmética do preço do mercado diário do MIBEL nas horas desse período horário. A Figura 4-4 apresenta os valores dos preços médios do mercado diário do MIBEL, em base mensal, para o ano de 2020, cobrindo cada um dos três períodos horários (cheias, ponta e vazio), e o preço base (todas as horas).

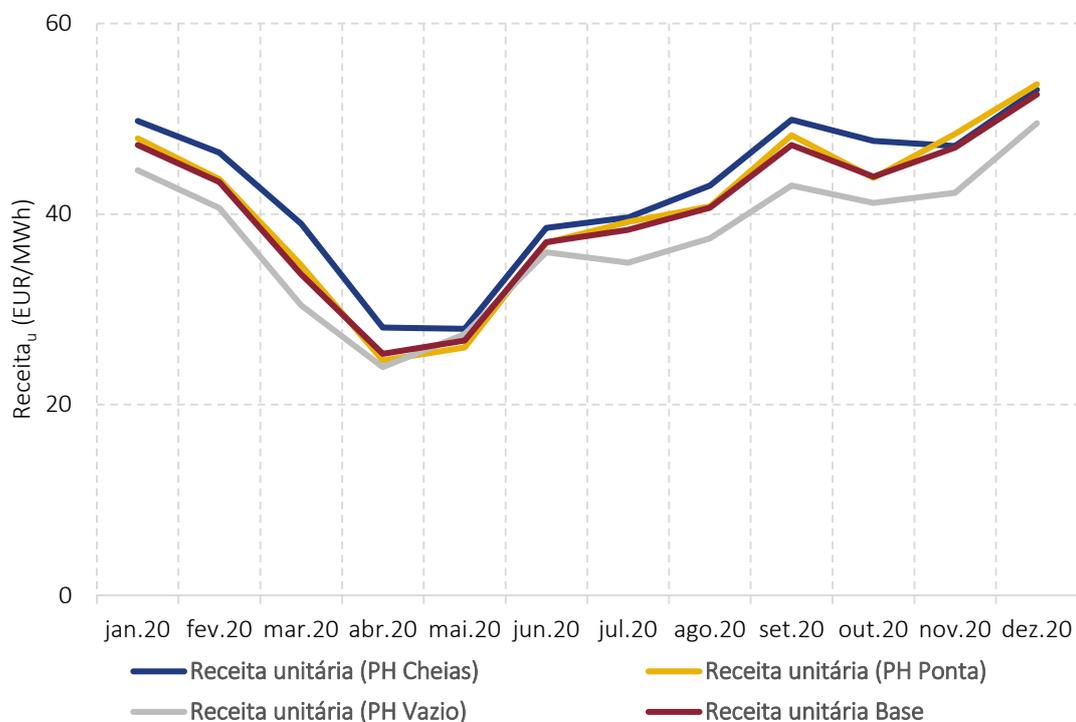
Figura 4-4 - Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (cheias, ponta e vazio) e para todas as horas (base), em 2020
Média aritmética mensal



Conforme se pode se observar pela análise da Figura 4-4, o preço do mercado diário do MIBEL foi, em geral, mais elevado no último trimestre do ano de 2020, verificando-se, no entanto, no mês de setembro o pico no preço do mercado diário do MIBEL.

Com base na contratação efetuada, para cada um dos referenciais mencionados, é possível extrair a receita unitária média que se obteve com tal contratação. Esta receita unitária média, em cada período horário, corresponde ao quociente entre a receita obtida nesse período horário e o volume de negociação efetuada no período. A Figura 4-5 apresenta os valores mensais da receita unitária para cada um dos períodos horário e para o período base, obtida pelo Agente Comercial nos diferentes referenciais de contratação.

Figura 4-5 - Receita unitária nos diferentes referenciais de contratação para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2020
Média mensal ponderada por volume negociado



Como se extrai da comparação das duas figuras anteriores, os valores unitários mensais da receita estiveram, consistentemente, acima dos preços médios 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).

Por fim, no Quadro 4-11 são apresentados os valores parciais de cálculo do prémio, nomeadamente os valores do preço médio do mercado diário do MIBEL para cada um dos períodos horários e a respetiva receita unitária obtida pelo Agente Comercial nos mesmos períodos, bem como os volumes de contratação que lhes estão associados. 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), acima do preço médio do mercado diário do MIBEL para os três períodos horários.

Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2020

PH	rPH (EUR/MWh)	pmdPH (EUR/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (EUR)
Vazio	38,84	37,70	957 148,10	1 091 148,83
Pontas	42,57	42,43	2 128 568,10	297 999,53
Cheias	43,84	43,11	721 044,50	526 362,49
Média/Soma	41,87	41,46	3 806 760,70	1 915 510,85
Prémio associado ao incentivo (PAM) considerando o escalar k = 0,5				957 755,43

A estratégia de contratação seguida pelo Agente Comercial representou, assim, uma receita adicional sobre uma colocação plana em mercado diário de cerca de 1916 milhares de euros. Com base neste montante e no valor do parâmetro de partilha com o sistema (k), fixado em 0,5, o valor do prémio ascenderia a cerca de 958 milhares de euros, acima do limite máximo aprovado de 300 milhares de euros. Consequentemente o valor final do Prémio de Adequação em Mercado P_{AM} previsto no incentivo CAE corresponde, para o ano de 2020, e conforme sumarizado no Quadro 4-12, aos referidos 300 milhares de euros.

Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2020

PH	rPH (EUR/MWh)	pmdPH (EUR/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (EUR)
Vazio	38,84	37,70	957 148,10	1 091 148,83
Pontas	42,57	42,43	2 128 568,10	297 999,53
Cheias	43,84	43,11	721 044,50	526 362,49
Média/Soma	41,87	41,46	3 806 760,70	1 915 510,85
Prémio de Adequação em Mercado (PAM)				300 000,00

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

O cálculo do desvio provisório de 2021 é apresentado no Quadro 4-13, 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 2020,

acrescida de 0,5 pontos percentuais. O ajustamento provisório de 2021 é positivo, o que significa um valor a devolver pela empresa.

Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2021

		Unidade 10 ³ EUR
		2021
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	377 494
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	80 435
3	Ajustamento t-1	-104 208
4	Ajustamento t-2	-43 431
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	1 000
A = 1 - (2-3-4+5)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	148 421
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 acrescida de <i>spread</i>	0,011%
B = A * (1+i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	148 437

Nos pontos seguintes serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2021 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE, bem como os valores estimados para os mecanismos desenvolvidos pela ERSE.

Análise do diferencial de custo

O Quadro 4-14 apresenta os valores do diferencial de custo estimado para 2021 pela ERSE, com base em dados verificados até agosto de 2021, comparando-os com os valores previstos no ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2021.

Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2021

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2021 Tarifas (1)	2021 Tarifas 2022 (2)	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	93 894	99 244	5,7%
(1b)	Turbogás	136 722	136 944	0,2%
(1)=(1a)+(1b)	Total	230 616	236 189	2,4%
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	23 117	28 942	25,2%
(2b)	Turbogás	130 279	162 694	24,9%
(2)=(2a)+(2b)	Total	153 396	191 636	24,9%
Licenças de CO₂				
(3a)	Tejo Energia	24 123	38 075	57,8%
(3b)	Turbogás	39 307	70 116	78,4%
(3)=(3a)+(3b)	Total	63 430	108 191	70,6%
Receitas sem serviços de sistema				
(4a)	Tejo Energia	44 746	86 413	93,1%
(4b)	Turbogás	182 076	371 198	103,9%
(4)=(4a)+(4b)	Total	226 822	457 611	101,7%
Receitas com reserva e regulação terciária				
(5a)	Tejo Energia	0	2 713	-
(5b)	Turbogás	0	4 464	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	0	7 177	-
Saldo VPP				
(6a)	Tejo Energia			-
(6b)	Turbogás			-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	-
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE				
(7a)	Tejo Energia	4 585	5 523	20,4%
(7b)	Turbogás	3 304	3 685	11,5%
(7)=(7a)+(7b)	Total	7 889	9 207	16,7%
Outros Custos				
(8a)	Tejo Energia			-
(8b)	Turbogás			-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	100 973	82 658	-18,1%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	127 536	-2 223	-101,7%
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	228 509	80 435	-64,8%

Em 2021, estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja inferior ao previsto em cerca de 65%. Os principais contributos para este desvio foi o acréscimo da estimativa para as receitas de mercado em ambas as centrais (102%, ou seja, cerca de 230 milhões de euros), face ao previsto nas tarifas de 2021, pese embora o aumento de cerca de 25% no encargo de energia estimado (cerca de 38 milhões de euros) e do acréscimo de cerca de 71% no encargo com licenças de CO₂ (cerca de 45 milhões de euros).

Para os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2021, o Quadro 4-15 apresenta as diferenças entre os valores para esse ano implícitos nas tarifas de 2022 e os correspondentes valores usados nas tarifas de 2021.

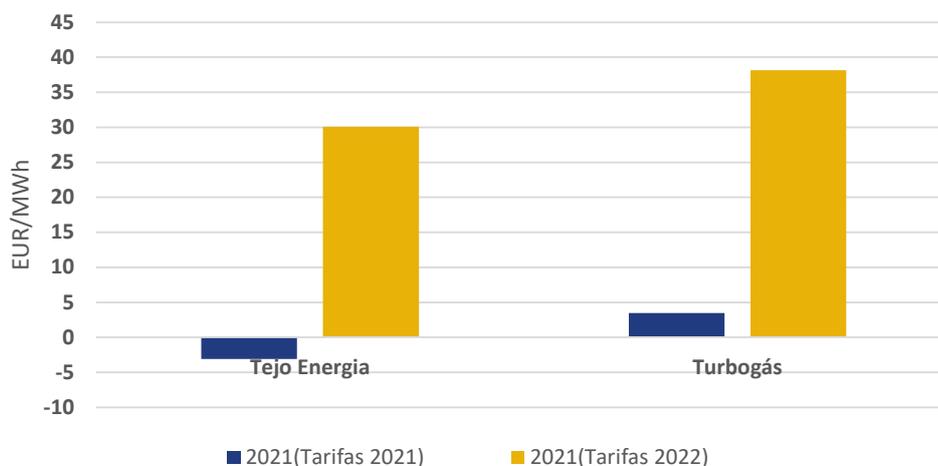
Destaca-se o enorme aumento na estimativa das receitas unitárias, tanto da Tejo Energia como da Turbogás, decorrente da revisão em alta do preço de energia elétrica no mercado *spot* assumida pela ERSE neste exercício tarifário face à previsão as tarifas de 2021. Verifica-se também um acréscimo substancial do custo unitário com as licenças de CO₂ (apresentados em euro por unidade de produção elétrica) motivado pela subida dos preços das licenças de emissão de CO₂ em 2021.

Quadro 4-15 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2021

		2021 (Tarifas 2021)	2021 (Tarifas 2022)
Tejo Energia	Preço médio do mercado em Portugal	45,0	92,0
	Receita unitária (com serviços sistema)	55,2	121,3
	Custo variável sem CO ₂	28,5	39,4
	Custo com licenças CO ₂	29,8	51,8
	Produção	GWh	810
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	45,0	92,0
	Receita unitária (com serviços sistema)	50,8	100,3
	Custo variável sem CO ₂	36,3	43,5
	Custo com licenças CO ₂	11,0	18,7
	Produção	GWh	3 584

Embora se observe também um aumento generalizado dos custos variáveis de exploração, incluindo as licenças de CO₂, o *mark-up* de ambas as centrais sobe significativamente em 2021 face ao que havia sido previsto nas tarifas de 2021, conforme se ilustra na Figura 4-6.

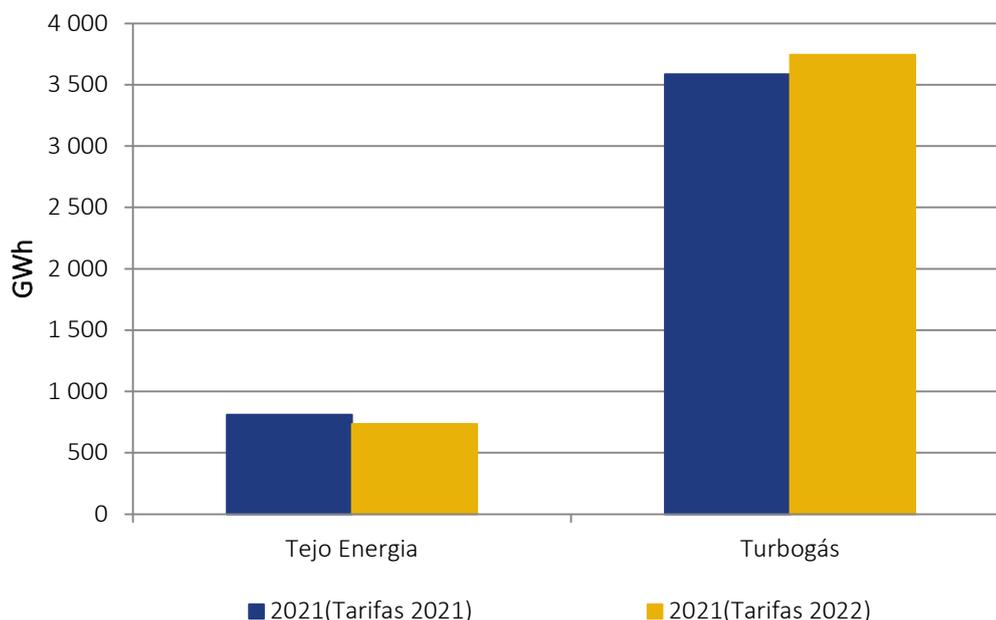
Figura 4-6 - Desvios em 2021 do *mark-up* das centrais com CAE



A produção estimada para 2021 no exercício tarifário de 2022 deverá ficar alinhada com o previsto em tarifas de 2021 para o *portfolio* das centrais, sendo o desvio na Tejo Energia de -9% e na Turbogás de +4%. Em ambos os casos, a produção das centrais esteve condicionada por motivos de gestão das quantidades de combustível, no caso da central da Turbogás por via do AGC, enquanto na Tejo Energia tal se deveu ao facto de 2021 ser o último ano de exploração da central no âmbito do CAE que implicou a necessidade de consumir o stock de carvão existente para minimizar as perdas para o sistema²⁸.

²⁸ De acordo com o CAE da Tejo Energia, o *stock* de carvão existente no final do contrato tem de ser pago ao produtor ao preço do custo. Este custo reincidirá sobre os consumidores de energia elétrica do mercado nacional.

Figura 4-7 – Desvios estimados para 2021 das quantidades produzidas pelas centrais com CAE



Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

No que respeita ao mecanismo de gestão otimizada dos CAE não cessados, assumiu-se como estimativa para 2021 o montante de 1 milhão de euros, correspondente ao valor mínimo do incentivo.

A assunção deste valor decorre de análise específica realizada pela ERSE à aplicação do novo incentivo I_{CAE} no primeiro semestre de 2021, decorrente de recomendação do Conselho Tarifário no âmbito da consulta efetuada em 2020 para a revisão do incentivo. Tal solicitação foi fundamentada na necessidade de aferir a calibração dos parâmetros daquele incentivo, nos termos em que este se aplica atualmente (Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro).

No que respeita à calibração dos valores mínimo e máximo que o incentivo pode assumir em 2021, remete-se para o capítulo 11 do documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», onde são descritas as diligências realizadas pela ERSE no sentido de responder a outra recomendação do Conselho Tarifário para o “apuramento de todos os custos da REN Trading, permitindo avaliar a suficiência do incentivo”, que foi efetuada também no âmbito da consulta para a revisão do incentivo I_{CAE} .

A decisão da ERSE é para a manutenção dos valores mínimo e máximo do incentivo publicados na Diretiva n.º 2/2021, de 19 de janeiro, em conjunto com a alteração da abordagem regulatória à REN Trading nos

próximos anos, que passará pela possibilidade de aceitação de algumas naturezas de custos fora do âmbito de aplicação do incentivo I_{CAE} , num contexto muito particular do exercício da atividade da empresa.

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 e Transporte de Energia Elétrica.

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2022, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para este ano.

É de referir que se mantém a não consideração dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, entre 2015 e 2020, na componente alocada à atividade de Gestão Global do Sistema, 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 este ano 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 não estão incluídos em nenhum grupo de investimentos que integram os PDIRT-E 2017 aprovados pelo Estado concedente.

Assim, em coerência com a prática seguida pela ERSE sobre esta questão, os investimentos no edifício sede realizados até 2020 não serão considerados no cálculo dos proveitos permitidos do operador da RNT subjacentes às tarifas 2022.

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.

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, não rejeitando de forma expressa os outros PDIRT, tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas (n.º 6 do artigo 30.º do

Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e n.ºs 8 a 10 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente). 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.

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 OPEX²⁹, tendo-se mantido a metodologia de regulação ao CAPEX³⁰. Para o período de regulação que se inicia em 2022 foram mantidas as metodologias de regulação no processo que decorreu da Consulta Pública n.º 101³¹, 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

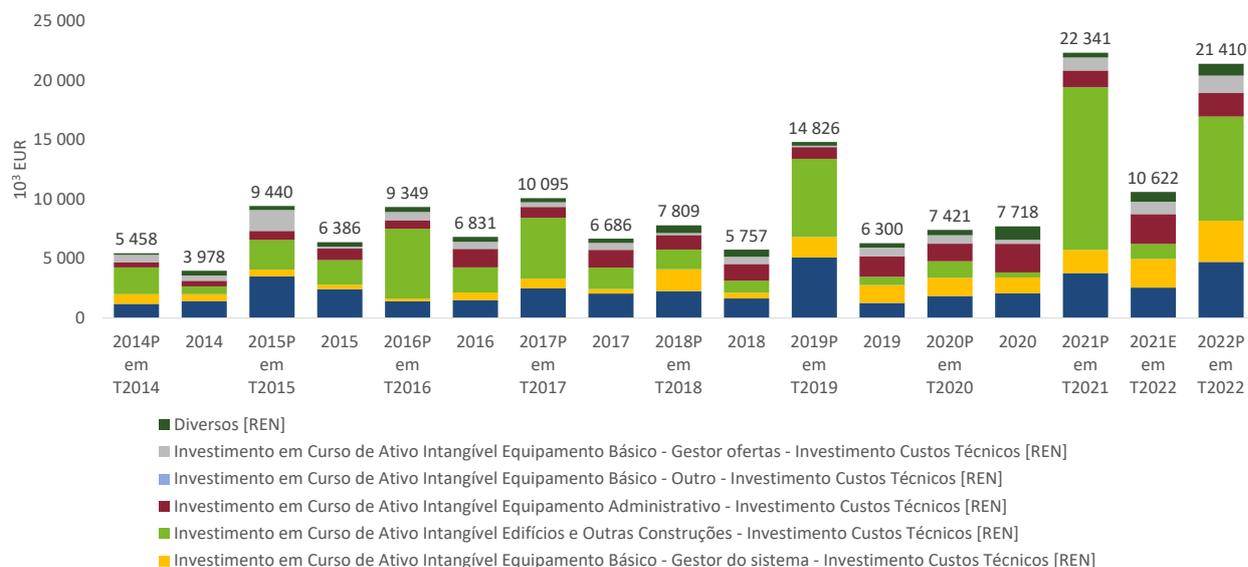
Na Figura 4-8 pode ser observada a evolução dos valores de investimento ocorridos entre 2006 e 2020 reais, bem como os valores estimados para 2021 e previstos pela empresa para tarifas de 2022. Os valores reportados pela REN são sujeitos a análise podendo não ser incorporados no cálculo tarifário.

²⁹ *Operational Expenditure*, que corresponde aos gastos operacionais deduzidos das amortizações.

³⁰ *Capital Expenditure*, que corresponde aos custos com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

³¹ <https://www.erse.pt/atividade/consultas-publicas/consulta-p%C3%BAblica-n-%C2%BA-101/>

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 2014, tendo apresentado desde esse ano uma tendência de crescimento. O ano de 2020, último ano com dados reais, foi um ano que apresentou novamente uma subida, após as quebras em 2017 e 2018. Desta forma, o valor real ocorrido em 2020, de 7,7 milhões de euros, foi superior aos valores reais de 2018 e 2019. 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 2022, de 21,4 milhões de euros, representa o segundo valor mais elevado. 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 2022 é de 4,40%.

Os proveitos permitidos de 2022 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2021, determinado de acordo com a aplicação da taxa de remuneração final para 2021 no imobilizado estimado para esse ano, conforme se pode observar no capítulo 2.

Custos com interruptibilidade

A intenção de harmonização ibérica que norteou a criação do regime de interruptibilidade através da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, e que tem justificado as suas sucessivas alterações, deixou de se verificar a partir do momento em que este regime passou a ser atribuído por mecanismos de mercado em Espanha. Por outro lado, o mecanismo de atribuição e remuneração do serviço de interruptibilidade em Portugal não é compatível com as orientações relativas a auxílios de estado, nem com as regras e diretrizes europeias do mercado interno, que estipulam a adoção de procedimentos abertos, transparentes e não discriminatórios, em detrimento de mecanismos de atribuição administrativa como o ainda previsto na referida portaria.

Esta incompatibilidade conduziu a que a Comissão Europeia tivesse determinado ao Estado Português que substituísse o mecanismo administrativo de interruptibilidade por outro baseado no mercado e compatível com as regras em matéria de auxílios de estado. Por este motivo, o Governo comprometeu-se a avaliar e 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.

Contudo, a operacionalização deste mecanismo carece de autorização a proferir pela Comissão Europeia, no âmbito dos procedimentos de auxílios de Estado, que ainda não foi emitida, tendo o Governo decidido estabelecer transitoriamente um mecanismo que assegure, simultaneamente, aqueles serviços e o cumprimento do prazo concedido pela Comissão Europeia para a cessação do regime de interruptibilidade ainda vigente.

Neste sentido, a Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, procedeu à revogação da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual, e permitiu o estabelecimento de 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, o que impede, de momento, a operacionalização e funcionamento deste mecanismo concorrencial.

Adicionalmente, 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 do setor elétrico (MPGGS), que permitem a implementação do mercado de Banda de Reserva de

Regulação, o qual corresponde ao regime transitório acima referido que garante, através de um modelo concorrencial, a participação dos atuais prestadores do serviço de interruptibilidade nos mercados de serviços de sistema. Refira-se que estas alterações do MPGGs foram preparadas, com o envolvimento das autoridades e do gestor global de sistema, tendo sido objeto de consulta de interessados.

Face a estas alterações do quadro legal e regulamentar, a ERSE assumiu que os custos com contratos de prestação do serviço de interruptibilidade serão nulos em 2022 e que o mecanismo que se perspetiva vir a substituir o atual regime não terá incidência direta nos custos da atividade de gestão global do sistema do operador da rede de transporte, sendo os mesmos repercutidos no referencial de mercados de serviços de sistema.

Apesar deste contexto, o atual regime prevê a repercussão da variação do custo com o serviço de interruptibilidade associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de junho, com um ano de diferimento. Deste modo, no ano de 2022 foi repercutido nos proveitos da atividade de GGS um montante previsional de 24,178 milhões de euros, correspondente a:

- o 26,026 milhões de euros de estimativa para a variação do custo com o serviço de interruptibilidade, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, prestado no ano de 2021, que inclui 0,219 milhões de euros de encargos financeiros, determinados por aplicação da taxa definida no número 2 do artigo 12.º-A da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, com a redação dada pela Portaria n.º 215-A/2013;
- o 1,849 milhões de euros, a devolver pela empresa, referentes à diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2020, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2021 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2020.

A ERSE usou como estimativa para esta variação no ano de 2021 do custo com o serviço de interruptibilidade associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, os valores propostos pela REN. O regime transitório introduzido pela Portaria n.º 230-A/2021, de 29 de outubro, designadamente a prorrogação até ao final do ano de 2021 dos contratos de serviço de interruptibilidade, não é suscetível de alterar a estimativa de custo acima referida, mas assegurou a coerência entre a vigência do regime legal de interruptibilidade e os valores anuais de 2021 utilizados para efeitos tarifários.

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.

Quadro 4-16 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

Base de % do sobrecusto na TVCF	2014P em T2014	2015P em T2015	2016P em T2016	2017P em T2017	2018P em T2018	2019P em T2019	2020P em T2020	2021P em T2021	2022P em T2022
Custo RAA									
% da RAA na UGS	5,90%	3,28%	2,41%	1,74%	2,10%	3,52%	3,43%	3,10%	-35,40%
sobrecusto RAA	93 570	62 712	50 578	38 460	46 807	63 888	65 710	62 398	79 230
% sobrecusto na TVCF*	1,67%	1,08%	0,85%	0,66%	0,80%	1,03%	1,07%	1,11%	0,60%
Custo RAM									
% da RAM na UGS	5,31%	2,29%	1,39%	0,39%	1,67%	3,42%	3,15%	3,06%	-31,97%
sobrecusto RAM	84 308	43 675	29 102	8 564	37 359	61 996	60 379	61 617	71 552
% sobrecusto na TVCF*	1,51%	0,75%	0,49%	0,15%	0,64%	1,00%	0,99%	1,10%	0,54%

* Em valor absoluto

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 2022, o peso na Tarifa de Venda a Clientes Finais é (em valor absoluto), de 0,60% na Região Autónoma dos Açores, e de 0,54% 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 de 2020, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos de 2018, a não remuneração dos terrenos.

Entretanto, o Conselho de Administração da ERSE dirigiu nova comunicação ao Diretor Geral de Energia e Geologia para a convocatória de uma reunião com vista à classificação da REN, nos termos do artigo 6.º da Portaria n.º 96/2004, de modo a se poder dar cumprimento às referidas regras da Portaria em causa. Com efeito, conforme posição que a REN fez chegar à ERSE, tal situação é alheia à empresa.

Pelo que a ERSE mantém que fará refletir o resultado dos relatórios de avaliação da referida Comissão nas primeiras tarifas, que se seguirem à concretização dessa avaliação.

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 2022 tiveram o seguinte tratamento:

- investimentos transferidos para a exploração em 2021: 0,180 milhões de euros;
- investimentos em curso no final de 2021: 0,057 milhões de euros³².

O processo de cálculo tarifário para 2022 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2020. Este ajustamento ascendeu a 1,239 milhares de euros³³.

O Quadro 4-17 apresenta o cálculo dos proveitos da Enondas a incluir na tarifa de Uso Global do Sistema, bem como o ajustamento aos proveitos permitidos de 2020.

³² Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

³³ Ajustamento com sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas

		Unidade: 10 ⁶ EUR			
		Tarifas 2020	2020	Tarifas 2021	Tarifas 2022
A = 1 + 2 * 3	Custos com capital	429	428	433	399
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	343	343	360	336
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	1 773	1 756	1 588	1 409
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	4,88%	4,88%	4,60%	4,51%
B	Custos de exploração calculados ao abrigo da cláusula 17.ª do Contrato de Concessão, no ano t-1	0	0	0	0
C	Receitas líquidas calculadas ao abrigo da cláusula 22.ª do Contrato de Concessão, no ano t-2	0	0	0	0
D	Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos em t-2	0	0	0	1
E = A + B - C - D	Custos com a concessionária da Zona Piloto	429	428	432	398
F = E - D	Recuperado via UGS		429		
G = F - E	Desvio do ano			1	
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, ... + spread		0,011%		
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, ... + spread		0,194%		
H = G x (1 + i_{t-2}) x (1 + i_{t-1})	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos			1	

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 n.º 233/2020, o aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua recebeu em 2021 o incentivo referente ao ano de 2018, por ter obtido reconhecimento de elegibilidade durante o ano de 2020.

Contudo, no momento da publicação das tarifas de eletricidade para o ano de 2021 ainda decorria o procedimento, previsto na Portaria n.º 251/2012, para a aprovação do incentivo deste aproveitamento hidroelétrico referente a 2019, no valor de 3149 milhares de euros, motivo que levou a ERSE a não repercutir nessas tarifas o montante em apreço.

Entretanto, em abril de 2021, ocorreu a homologação do referido montante pelo membro do Governo responsável pela área da energia, tendo o mesmo sido repercutido nas tarifas de 2022, acrescido dos juros previstos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012³⁴, tendo por referência o exercício tarifário de 2020, no montante de 9,1 milhares de euros.

³⁴ Média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano a que o incentivo se reporta, acrescida do *spread* aplicável nesse ano nos termos do Regulamento Tarifário. A taxa obtida é igual à usada no cálculo dos ajustamentos dos proveitos referentes ao ano t-1 que foi usada no cálculo tarifário de 2020.

Refira-se também que a Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro, alterou o artigo 2.º da Portaria n.º 233/2020, introduzindo uma exceção no regime transitório para os casos em que o incentivo à garantia de potência esteja contratualmente assegurado, mantendo-se nesta situação a aplicação da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto. Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Gouvães, Daivões e Alto Tâmega, que estão na fase final de construção, cujos incentivos serão repercutidos após o reconhecimento, do membro do Governo responsável pela área da energia, da elegibilidade destes produtores para o seu recebimento.

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, adiou a realização dos leilões ao abrigo deste regime até que exista uma pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do regime de remuneração da reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia.

Por este motivo, no cálculo dos proveitos permitidos para 2022 a ERSE não considerou qualquer montante para a remuneração da reserva de segurança do SEN.

Utilização do saldo de gerência da ERSE

No seguimento do disposto no Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14/10/2021, foi deduzido o saldo de gerência da ERSE, no montante de 5,7 milhões de euros, na rúbrica de custos da ERSE a repercutir na tarifa de Uso Global do Sistema em 2022.

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

A 6 de julho de 2021, a ERSE lançou o Aviso para apresentação de candidaturas à 7.ª edição do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo de Energia (PPEC). As propostas de medidas de eficiência no consumo de eletricidade e de gás natural foram recebidas até ao dia 14 de outubro de 2021, tendo-se iniciado o processo de análise e seleção das medidas a implementar no âmbito desta 7.ª edição do PPEC.

Dado que a implementação da 7.ª edição do PPEC se inicia a 1 de julho de 2022, o primeiro relatório de progresso semestral só chegará no final de janeiro de 2023, pelo que a REN não efetuará qualquer pagamento em 2022. Neste contexto o PPEC tem um orçamento de zero euros para 2022.

Para 2023 e 2024 estima-se um valor de 10,675 milhões de euros a incluir no cálculo das tarifas do setor elétrico, em cada um dos anos, em linha com o aprovado no processo de tarifas anterior. De acordo com o discutido na Consulta Pública n.º 86, a ERSE efetuou esta estimativa inicial para o valor a incluir no cálculo das tarifas do setor elétrico, bem como para o setor do gás, repercutindo a dotação orçamental do PPEC em função das receitas do acesso às redes dos dois setores referidos, de forma de garantir impactes tarifários iguais. Para o setor elétrico considerou-se a estimativa das receitas de acesso às redes para o ano 2021, enquanto que para o setor de gás natural se considerou a estimativa das receitas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021. Este orçamento apresentado para a implementação do PPEC em 2023 e 2024 é previsional, sendo que o valor definitivo será calculado em função das medidas efetivamente aprovadas aquando da homologação final da aprovação das candidaturas, a 17 de junho de 2022.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2022

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 4-18.

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 período 2018-2020», de dezembro de 2017. Para 2022 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 anos³⁵.

CONJUNTO DOS PROVEITOS COM A ATIVIDADE DE GGS

Tal como se pode observar do quadro infra, verifica-se uma redução dos custos da atividade de GGS, para a qual contribuiu, maioritariamente, a rúbrica dos custos com interruptibilidade no regime base, que tinha um montante alocado de 64,8 milhões de euros em 2021. Para 2022 foi considerado um valor nulo de custos com a interruptibilidade no regime base, visto que o produto que irá substituir esta rúbrica – Reserva de Banda de Regulação – não terá incidência tarifária (sendo repercutido no referencial de mercados de serviços de sistema). Ao nível dos CIEG, a redução no montante de cerca de 394 milhões de euros resulta, na sua grande parte, da redução dos proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC (-455 milhões de euros) e do decréscimo de -44,7 milhões de euros das medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor.

³⁵ 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 4-18 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2021P em T2021	2022P em T2022
A = 1 + 2 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	120 366	57 371
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	17 102	18 063
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	10 271	9 562
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 117	7 971
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	47 438	44 881
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,596%	4,400%
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	-974	384
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	3 376	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	64 823	0
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 1309/2010	0	0
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	22 698	24 178
	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	886	1 849
11	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 096	-2 796
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	494 325	100 398
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	133 298	152 349
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo déficit tarifário)	62 398	79 230
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo déficit tarifário)	61 617	71 552
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	-1 567
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	377 494	-77 659
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	44 715	0
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 296	12 273
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 740	11 720
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	184 724
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 740	11 720
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	556	552
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	556	552
14'	Custo com a ERSE	5 650	1 207
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	377	423
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)	0	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	398
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	1 940	3 158
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-7 553	-8 250
C=A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	614 691	157 769
D	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	377 494	-77 659
E = C - D + 6'	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	281 912	235 428
F	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	-974	384
G	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	886	1 849
H	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 096	-2 796
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	-9 284	-1 567
J	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-7 553	-8 250
K = E + F + G + H + I + J	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	262 891	225 048

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 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2022 pela tarifa de Uso Global do Sistema são calculados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2020 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2020.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2020 a repercutir nas tarifas de 2022 encontra-se calculado no Quadro 4-19 ³⁶. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento é de -11,0 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 578,4 milhões de euros (linha J) e os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS, de 599,7 milhões de euros (linha C), no qual está subjacente uma diferença de -3,6 milhões de euros entre o valor previsto e o valor verificado em 2020 dos proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS.

³⁶ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 4-19 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2020

		Unidade: 10 ³ EUR		
Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2020	2020P em T2020	2022P em T2022
A = 1 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11 - 12	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	152 878	151 671	57 371
1 = 2 + 3 * 4 - 5	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	7 730	6 791	9 562
2	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	6 558	5 425	7 971
3	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	36 680	38 502	44 881
4	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,60%	4,88%	4,40%
5	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	513	513	384
6	OPEX Revenue Cap - Custos de exploração da atividade de GGS do ORT aceites no cálculo de proveitos	16 962	16 962	18 063
7	Acréscimo de custos exploração ocorridos posteriormente à definição do OPEX sujeito a aprovação	654	0	0
8	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772	2 772
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 592/2010	80 538	80 923	0
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013 (Sem Ajustamentos)	42 060	42 060	26 026
11	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	-2 157	-2 157	1 849
12	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-5	-5	-2 796
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	446 794	451 629	100 398
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	128 356	128 356	152 349
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo déficit tarifário)	65 710	65 710	79 230
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo déficit tarifário)	60 379	60 379	71 552
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	-2 268	-2 268	-1 567
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	289 413	289 413	-77 659
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	368	368	0
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 349	12 349	12 273
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 778	11 779	11 720
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	208 214	208 214	184 724
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 778	11 779	11 720
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	570	570	552
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	570	570	552
14'	Custo com a ERSE	6 611	6 611	1 207
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	389	389	423
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	0
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0	0
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	-4 835	0	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	428	429	398
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	14 452	14 452	3 158
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	2	2	-8 250
C=A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	599 672	603 300	157 769
D	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	513	513	384
E	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	-2 157	-2 157	1 849
F	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-5	-5	-2 796
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	-2 268	-2 268	-1 567
H	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	2	2	-8 250
I = C+ D + E + F + G + H	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (S/ ajustamentos)	595 757	599 385	147 389

		Unidade: 10 ³ EUR		
Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2020	2020P em T2020	2022P em T2022
C=A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	599 672	603 300	157 769
J	Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS	578 411		
K = J (2019) - C (2019)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)			-21 261
L	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2			0,194%
M	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,011%
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)			-21 305
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	0	1 585	-9 285
P	Acerto provisório CAPEX, previstos para t-1, a repercutir no ano T (C/ Juros)			-974
Q = N - O - P	Ajustamento do ano t-2 da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t			-11 046

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 2020, sobretudo por via da redução na ordem dos 15% ao nível das transferências para exploração (linha 4 do quadro infra), conforme se pode verificar no Quadro 4-20.

Quadro 4-20 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	Valores dos ativos	2020	2020P em T2020	2021E em T2022	2022P em T2022
1	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	1 113 325	1 115 266	1 120 461	1 124 736
2	Ativo em Exploração Total - Investimento Custos Técnicos	1 129	447	821	993
3	Ativo em Exploração Total - Investimento Encargos Financeiros	0	0	0	0
4	Ativo em Exploração Total - Transferências para Exploração	6 454	7 556	10 549	13 818
5	Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-447	0	-7 095	0
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5	Ativo em Exploração Total - Saldo final	1 120 461	1 123 269	1 124 736	1 139 547
7	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	852 564	853 370	870 901	883 343
8	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	18 959	17 826	19 488	20 297
9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-622	0	-7 046	0
10 = 7 + 8 + 9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo final	870 901	871 197	883 343	903 640
11	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	3 388	3 389	3 388	3 389
12	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Saldo final	3 388	3 390	3 389	3 389
13	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Início Ano	2 790	2 790	2 843	2 896
14	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	53	53	53	53
15	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Regularizações Amortização	0	0	0	0
16 = 13 + 14 + 15	Subsídios e Participações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Fim Ano	2 843	2 843	2 896	2 948
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]	631 740	631 740	643 518	655 259
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]	33 363	33 363	33 933	34 490
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]	643 518	643 518	655 259	666 979
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]	33 933	33 933	34 490	35 042
25	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 778	11 779	11 740	11 720
26	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	570	570	556	552
27 = 1 - 7 - (11 - 13)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	260 163	261 297	249 015	240 899
28 = 6 - 10 - (12 - 16)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	249 015	251 526	240 899	235 466
29 = 8 - 14	Amortização referente a ativos da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios)	18 906	17 773	19 435	20 244
30 = 29 - 25 - 26	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	6 558	5 425	7 139	7 971
31 = 27 - (17 - 18) - (19 - 20)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Início Ano	36 080	37 213	37 280	41 461
32 = 28 - (21 - 22) - (23 - 24)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Fim Ano	37 280	39 791	41 461	48 300
33 = (31 + 32)/2	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	36 680	38 502	39 371	44 881

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 2020 foi de 4,88% para remunerar a atividade de GGS. A taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 4,60%, 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 2020, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2021, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2020.

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.

No que diz respeito à CORESO, foi aceite para 2019 o valor de 961 500 euros, propondo a REN para 2020 o valor de 1 243 160 euros a que corresponde um crescimento de 29,3% relativamente ao valor aceite para 2019. Face ao aumento de competências atribuídas à CORESO pelo 4º pacote, considera-se adequado aceitar o valor proposto para 2020.

No que diz respeito ao custo de 2020 sobre a ENTSO-e verifica-se relativamente a 2019 um crescimento de 34,5% (de 643 212 euros para 865 304 euros), que a REN justifica pelas “*quotizações, e pelos custos associados à rede PCN e à Verification Platform.*” Face às justificações apresentadas pela REN o crescimento anual considerado adequado, é de 10% (de 643 212 euros para 707 533 euros). Adicionalmente, identifica-se destas justificações o desenvolvimento de um conjunto de sistemas cujas sinergias e custos são difíceis de identificar e cujo desenvolvimento, por exemplo pela ENTSO-E, levanta algumas questões. Nessa medida, solicita-se que a REN apresente à ERSE no início do próximo período regulatório, uma perspetiva integrada dos diversos sistemas e funções existentes e a desenvolver no futuro e que resultam da implementação do Regulamento (UE) 2017/1485 e do Regulamento (EU) 2017/2195, ambos da Comissão.

Relativamente ao OPDE (*Operational planning data environment*) com custos de 55 718 euros que se iniciam em 2020, considera-se que a REN justificou adequadamente as funcionalidades desempenhadas por este software, sendo aceite o referido custo.

No que diz respeito aos custos da atividade transparência no âmbito do REMIT, 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 2020, num montante de 35 235 EUR, por este acréscimo não estar devidamente justificado.

Foram também analisados os custos apresentados pela REN para o período 2021-2025.

No que diz respeito à plataforma LIBRA, associada ao projeto TERRE, ocorre em 2021 um facto singular que corresponde a uma receita relativa à cedência dos IPR (*Intellectual Proprietary Rights*) ao projeto MARI. Essa receita é de 2,6 milhões de euros. Em resultado, o projeto TERRE tem uma redução no total de custos de 2021 de 81,9%. A relação entre estas despesas de diferentes projetos e plataformas deve ser evidenciada com maior detalhe, e clarificada, no reporte de informação, por forma a que se possa avaliar estes custos nos próximos exercícios tarifários.

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.

Também sobre a ENTSOE e OPDE este princípio de não aceitação de custos sem fornecimento de evidências se aplica, repetindo-se no essencial para o horizonte temporal de 2021 a 2025 os comentários relativos ao ano de 2020.

Desta forma, foi considerado um valor adicional de 654 milhares de euros fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência, conforme apresentado seguidamente no Quadro 4-21.

Quadro 4-21 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência

Unidade: 10³ EUR

Custos de plataformas afetas à gestão do sistema	2016	2017	2018	2019	2020
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling) [REN]	27	30	32	25	34
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform) [REN]	63	63	64	113	117
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project) [REN]	0	46	103	92	85
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation) [REN]	0	0	0	0	4
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange) [REN]	79	149	602	52	313
Custos com as plataformas GGS - MARI (Manually Activated Reserves Initiative) [REN]	0	3	20	11	30
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) [REN]	0	0	4	10	15
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança [REN]	0	58	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators) [REN]	778	773	769	1 133	1 243
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment) [REN]	0	0	0	0	56
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [REN]	403	446	630	643	865
Custos com as plataformas GGS - Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) [REN]	53	88	88	92	88
Custos com as plataformas GGS TOTAL [REN]	1 403	1 655	2 313	2 170	2 953
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling)	0	0	32	25	34
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform)	0	0	64	113	117
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project)	0	0	103	92	85
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation)	0	0	0	0	4
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)	0	0	602	52	313
Custos com as plataformas GGS - MARI (Manually Activated Reserves Initiative)	0	0	20	11	30
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)	0	0	4	10	15
Custos com as plataformas GGS - Leilões de Reserva de Segurança	0	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators)	0	0	769	961	1 243
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment)	0	0	0	0	56
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	0	0	630	643	708
Custos com as plataformas GGS - Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)	0	0	88	92	53
Custos com as plataformas GGS TOTAL	0	0	2 313	1 998	2 760
Valor não aceite fora do revenue cap				171	193
Diferencial (valor a considerar fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência)				595	1 356
Proveitos GGS - Produtores em regime especial (desvios de reativa) [REN]				-290	-703
Valor a incluir fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência				306	654

Fonte: ERSE, REN

INTERRUPTIBILIDADE

Em 2020 os custos com interruptibilidade ascenderam a 101,994 milhões de euros, englobando 21,457 milhões de euros respeitantes à variação do custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2020, 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 2020 foi repercutido nas Tarifas de 2021.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2020, 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 2020, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2021 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2020. Esta diferença é de 1,849 milhões de euros, a devolver pela empresa, incluindo os juros para ajustamento a dois anos;
- custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2020, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 (80,538 milhões de euros), que origina um ajustamento de 0,386 milhões de euros a devolver pela empresa, incluindo os juros para ajustamento a dois anos.

O montante total dos custos com o serviço de interruptibilidade ocorrido em 2020 é inferior às previsões utilizadas na definição das tarifas, originando um ajustamento de 2,234 milhões de euros, incluindo juros, a devolver pela empresa e que foi repercutido nas tarifas de 2022.

CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA

Todos os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência considerados no exercício tarifário de 2020 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 ajustamento de 2020 a repercutir em 2022 foram considerados 4 835 196 euros, resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2020 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 5 377 208 euros em 2020, é necessário devolver aos consumidores 8 997 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2020 para pagamentos em 2021 (4 629 952 euros). Adicionalmente, 34 medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (4 306 432 euros) que ser devolvido aos consumidores. Foi ainda comunicada à ERSE a desistência de 3 medidas, tendo o orçamento correspondente (519 766 euros) que ser devolvido aos consumidores.

A ERSE está a iniciar a elaboração do 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 4-22 - Resumo ajustamento PPEC t-2

Unidades: EUR

	PPEC 2017-2018
Valor não executado	4 826 199
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	8 997

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 8 997 euros, adicionado do valor já conhecido como sobrança da 6.ª edição do PPEC a devolver aos consumidores, 4 826 199 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2022.

VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2021

O Quadro 4-23 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 4-23 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1

Unidade: 10³ EUR

	Valor Previsto do desvio de recuperação do custo de convergência Tarifária RA's	2021P em T2021	2021E em T2022	[2021P em T2021] - [2021E em T2022]
A	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	62 398	61 610	-788
B	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	61 617	60 838	-778
C	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	614 691		
D=E*F	Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS [REN]		606 926	
E	Energia saída da Rede de Transporte para abastecer consumos do ML e do CUR (Fornec. Totais + Perdas RND)		49 097 225	
F	Tarifa (EUR/kWh)		0,012	
G	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,01%
H = (A + B) * (1 + G)	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1			-1 567

Fonte: ERSE, REN

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2021

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2021 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração para 2021. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

Quadro 4-24 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2021 da GGS

Unidade: 10³ EUR

	Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	2021P em T2021	2021E em T2022	[2021P em T2021] - [2021E em T2022]
A	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	9 297	8 913	384
B	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 117	7 139	
C	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	47 438	39 371	
D	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,596%	4,51%	
E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,01%
F = A * (1 + E)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t			384

Fonte: ERSE, REN

4.2.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

Os proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica decorrem, principalmente, da remuneração dos ativos em exploração que compõem a Rede Nacional de Transporte de Eletricidade (RNT), bem como do valor das amortizações a eles associados e ainda de um conjunto de custos operacionais de exploração.

No que diz respeito aos investimentos registre-se que o Estado concedente, no uso das suas prerrogativas legais, apenas procedeu à aprovação do PDIRT-E 2017, não rejeitando de forma expressa os outros PDIRT, tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas (n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e n.ºs 8 a 10 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente). Neste contexto, a consideração, em definitivo, dos investimentos entrados em exploração a partir de 2018 como referência para efeitos de definição dos proveitos permitidos na atividade de Transporte de Energia Elétrica, que não digam respeito a investimentos relacionados com a adequada manutenção, modernização e reposição das infraestruturas, está dependente da aprovação dos planos em causa ou das decisões de aprovação sobre infraestruturas específicas.

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

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”, e revogou o incentivo ao aumento de disponibilidade dos elementos da RNT³⁷, estendendo a aplicação dos restantes incentivos, embora com as adaptações necessárias para melhorar os sinais económicos transmitidos à empresa.

³⁷ 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”.

No período de regulação que se inicia em 2022, a principal alteração introduzida consiste na aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de TEE³⁸, extinção do IREI, cuja componente de incentivo económico fica subjacente na nova metodologia de regulação e 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 identifica-se também o tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rubricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de TEE em 2022.

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».

³⁸ 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>.

Para o ano de 2022, o montante previsional determinado pela ERSE para o incentivo é de 7,5 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.

Valorização de investimentos a custos de referência

O mecanismo de valorização dos investimentos da Rede Nacional de Transporte de eletricidade a custos de referência foi estabelecido pelo Despacho n.º 14430/2010, de 15 de setembro, e foi revisto através da Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro. Com a alteração da metodologia de regulação da atividade de TEE resultante da recente revisão do Regulamento Tarifário, este mecanismo vigorará até 2021.

A análise dos custos diretos externos de investimento das obras com transferência para exploração prevista para esse ano, que foram sujeitas à aplicação deste mecanismo, mostra que:

- nas subestações, os custos diretos externos previstos pela REN são substancialmente inferiores aos respetivos custos de referência na maioria das obras, refletindo uma expectativa de realização eficiente destes investimentos, embora se verifique o oposto em algumas das grandes obras, designadamente nas novas subestações do Fundão e de Pegões;
- nas linhas, os custos diretos externos previstos pela REN apontam para uma maior dificuldade em alcançar o custo de referência nas obras transferidas para exploração em 2021.

Na determinação dos proveitos permitidos da atividade de TEE para 2022 foram aceites os valores apresentados pela REN de aplicação do mecanismo de custos de referência, às obras que se prevê serem transferidas para exploração até ao final do ano de 2021.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos valores a custos totais de referência dos investimentos em subestações e linhas, cuja remuneração do capital incluída nos proveitos permitidos de 2021 foi calculada à taxa com prémio. Estes valores são os apresentados pela REN na informação previsional submetida à ERSE em junho de 2020.

Quadro 4-25 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2021

		Unidade: 10 ³ EUR
		2021E em T2022
a	Subestações	59 720
b	Linhas	59 802
A = (a) + (b)	Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	119 522

Nota: Estes valores são apresentados a custos totais.

Fonte: ERSE, REN

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2022

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 4-26.

Quadro 4-26 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR	
Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2021P em T2021	2022P em T2022
$A = (1) + (2) \times (3) \times 1000 + (4) \times (5) \times 1000 + (6) \times (7) \times 1000 + (8) \times (9) \times 1000 + (10) \times (11) / 1000 + (12) \times (13) / 1000$	Custos Totais (TOTEX) aceite TEE		264 336
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de TEE		34 348
2	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)		815,50828
3	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Sem Prémio, Custos Reais TEE, com neutralização de eficiência (%)		4,40%
4	Valor unitário condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)		981,04876
5	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pré 2022, Com Prémio, CREF TEE, com neutralização de eficiência (%)		5,15%
6	Valor unitário componente sujeita a ajustamento de fator de ajustamento de IPIB-X pré 2022 TEE (Milhões EUR/Fator ajustamento IPIB-X)		121,44402
7	Valor do indutor de Fator Ajustamento IPIB-X do TEE (Índice de Fator ajustamento IPIB-X)		1,000
8	Valor unitário condições financiamento pós 2022 TEE (Milhões EUR/Taxa remuneração)		258,88688
9	Valor do indutor ("WACC") - condições financiamento pós 2022 TEE (%)		4,40%
10	Valor unitário do indutor Extensão da rede TEE (EUR/Km)		570,74559
11	Valor previsto para o indutor de extensão da rede TEE (Km)		9 732
12	Valor unitário do indutor Potência ligada à rede de TEE para produtores (EUR/MVA)		339,16384
13	Valor previsto para o indutor de Potência ligada à rede de TEE para produtores (MVA)		15 307
$B = (14) + (15) \times (16) / 1000 + (17) \times (18) / 1000$	Custos de exploração da atividade de TEE do ORT aceites no cálculo de proveitos	30 665	
14	Componente fixa OPEX do ORT	30 387	
15	Custo unitário associado à extensão de rede (€/km)	401	
16	kms de rede (variação média do ano)	253	
17	Custo unitário associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 106	
18	Número de painéis de subestações (variação média do ano)	35	
$C = (19) + (20)$	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	217 291	-7 495
19 = (a) + (b) x (c) - (d)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos reais	105 707	469
a	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos reais (líquido amortizações de subsídios)	66 704	0
b	Valor médio ativo S/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios	903 099	0
c	Taxa de remuneração dos ativos base (custos reais) do ORT	4,60%	4,40%
d	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	2 502	-469
20 = (e) + (f) x (g) - (h)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos de referência	111 583	-7 964
e	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos referência (líquido amortizações de subsídios)	60 072	0
f	Valor médio ativo C/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios (a custos referência)	1 129 362	0
g	Taxa de remuneração dos ativos a custos de referência do ORT	5,35%	5,15%
h	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	8 863	7 964
D	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	0	7 500
E	Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)	25 000	0
F	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	5 088	4 970
G	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	1 025	1 932
H	Gastos ambientais	0	0
I	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-7 378	-22 715
$J = A + B + C + D + E + F + G + H - I$	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	286 446	293 958
K	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	2 502	-469
L	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	8 863	7 964
M	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	-7 378	-22 715
$N = J + K + L + M$	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	290 433	278 737

Fonte: ERSE, REN

O acréscimo de 7,5 milhões de euros verificado nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (linha J) face ao ano anterior decorre de um conjunto de efeitos, dos quais se destaca a componente de ajustamentos de t-2. De facto, sem o efeito dos ajustamentos, os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica registam uma diminuição de -11,7 milhões de euros (linha N) face ao ano anterior. Esta redução é explicada em grande parte pela extinção do IREI, em que, tal como referido anteriormente, ~~foi extinção, com~~ a componente de incentivo económico fica subjacente na nova metodologia de regulação, tendo sido criado o IMDT, que substitui o extinto IREI na sua componente técnica (linhas D e E).

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

ATIVOS EXCLUÍDOS DA BASE DE ATIVOS REGULADOS

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

- resiliência e Adaptação às Alterações Climáticas, no total revisto de 33,7 milhões de euros: segundo o parecer da ERSE, “estes projetos, ainda não aprovados pelo Concedente a serem considerados futuramente na base de ativos regulados, deverão continuar a ser considerados, à semelhança do ocorrido no passado, na componente de OPEX. Desta forma, estes custos de OPEX associados a atividades de limpeza de florestas, são tidos em consideração no cálculo da nova base de custos de TOTEX, não devendo por isso ser incluídos como despesas de CAPEX, tal como apresentado pelo operador da RNT nas contas previsionais”;

Efetivamente, sobre os projetos incluídos nesta rubrica, em face aos comentários do Conselho Tarifário à proposta da ERSE do pacote de documentos afeto ao exercício tarifário 2022, submetida a este conselho a 15 de outubro, e que recomendavam que a ERSE revisitasse a natureza de alguns custos, a ERSE reviu a classificação dos projetos, e considera que existe um conjunto de obras, num total de 9,5 milhões de euros, que dizem respeito a intervenções em infraestruturas e não a gestão integrada da vegetação, e que, por isso, devem ser classificadas como CAPEX. Deste modo, o montante a excluir da base de ativos regulados 2022-2025 deve ser de 33,7 milhões de euros, em vez dos 43,1 milhões referidos anteriormente pela ERSE.

- capacitação da RNT para ligação de múltiplas pequenas unidades de produção ligadas à rede de distribuição, no total de 26,3 milhões de euros: segundo o parecer da ERSE, uma futura aceitação do montante de custos relativo a estes projetos, ainda não aprovados pelo Concedente a serem considerados futuramente na base de ativos regulados, fica condicionada à disponibilização à ERSE dos estudos referidos pelo operador da RNT na proposta de PDIRT-E 2021, bem como outros realizados em coordenação com o operador da RND, que comprovem a urgência na necessidade de execução do mesmos em cada uma das localizações abrangidas. Designadamente, deverá ser demonstrada qual a probabilidade de ocorrência sistemática de situações de inversão de fluxo das redes AT para MAT, que constituam uma lacuna estrutural da RNT e coloquem em causa a segurança da operação do sistema elétrico, na sequência da entrada em exploração do número significativo previsto de UPP e UPAC já aprovados pelo operador da RND;
- relativamente à sua proposta de outubro, foram prestados esclarecimentos remetidos à ERSE pelo operador da RNT sobre 3 projetos incluídos nas contas previsionais, mas não incluídos na proposta de PDIRT-E 2021, no valor de 1,1 milhões de euros, e, face aos mesmos, a ERSE considera que a não individualização dos mesmos na proposta de PDIRT-E 2021 (apenas de modo agregado) está devidamente fundamentada e, por isso, este montante deve ser considerado na base de ativos regulados. A ERSE recomenda ainda que os projetos sejam incluídos de modo individualizado na versão final da proposta de PDIRT-E 2021, em apreciação pelo Concedente³⁹.

ATIVOS TRANSFERIDOS PARA EXPLORAÇÃO EM 2020 E 2021 ACEITES CONDICIONALMENTE

No presente exercício tarifário, a ERSE condicionou a aceitação 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 2020 serão efetuados os ajustamentos definitivos no atual exercício de tarifas 2022;

³⁹ Em causa estão os projetos “PR1506 - SRM Reforço Paineis 400 kV”, “PR1924 - Substituição de Aparelhagem MAT” e “PR2124 Centrais fotovoltaicas SACT I e SACT II”.

- nesta medida, importa referir que a ERSE desenvolveu uma reconciliação entre os investimentos aprovados no PDIRT-E 2017 para 2020 e os valores reportados pelo operador da RNT para esse ano, para efeitos de tarifas 2022, com o objetivo de refletir, os resultados desta reconciliação no cálculo dos custos com capital da atividade de TEE do ano 2020.

Com efeito, a consideração dos investimentos entrados em exploração para efeitos de definição dos proveitos permitidos está, desde logo, dependente do universo de investimentos especificamente aprovado pelo Estado concedente (artigo 36.º do Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho), sem prejuízo da necessidade de concretização urgente de alguns investimentos imprescindíveis à adequada manutenção, modernização e reposição das redes que, apesar disso, não dispensam justificação dessa urgência e aprovação a posteriori pelo Concedente.

Assim, em face da informação recebida foi identificado um montante de investimentos entrados em exploração em 2020, cujas obras não foram individualizadas em sede de PDIRT-E 2017 aprovado, ou comprovadamente aprovadas fora do âmbito do PDIRT-E, na ordem de 10,9 M€, dos quais 7,2 M€ em investimento não específico.

Com base no exercício de conciliação, e esclarecimentos prestados pelo operador da RNT, a ERSE considera que os montantes anteriores estão incluídos no conjunto de projetos e obras apresentados no PDIRT-E 2017, ainda que não apresentados individualizados por obra, e que, por isso são considerados como aprovados, devendo ser incluídos na base de ativos regulados. Excetua-se um montante de 1,35 milhões de euros de investimento não específico relativo à obra de melhoria no sistema AVAC no edifício da sede REN (“EUA”)⁴⁰.

Foi igualmente realizada uma análise a um conjunto de projetos num montante de 62,1 milhões de euros a concretizar até final de 2021, de acordo com informação previsional enviada à ERSE. Relativamente a estes investimentos, a ERSE também efetuou um exercício equivalente de reconciliação, concluindo que deste montante deve ser excluído um total de 31,6 milhões de euros:

- 176 mil euros de investimento não específico relativo à obra de benfeitorias, segurança e construção civil no edifício da sede REN (“EUA”)

⁴⁰ Obra “EDF-2017-0004 - EUA - MELHORIAS AVAC”

- 1,54 milhões de euros de uma obra relativa á gestão integrada de vegetação, que pelas razões explicadas anteriormente não será considerada como CAPEX.
- 29,93 milhões de euros do projeto de investimento de expansão da rede relativo à linha a 150 kV entre as subestações de Fernão Ferro e Trafaria, inicialmente com data prevista anterior a 2010, com adiantamentos sucessivos, e cuja data de conclusão mais recente apontava para o final de 2021. No entanto, de acordo com os esclarecimentos prestados pelo operador da RNT à ERSE, e demais informações recolhidas pela ERSE sobre o projeto, este não entrará em exploração até final de 2021, e, por isso, não deve constar da base de ativos regulados desse ano.

Não obstante, os custos de investimentos deste projeto serão reconhecidos aquando da sua entrada em exploração, já que se encontra identificado como em fase final de construção há mais de dez anos, em data muito anterior ao período de vigência do PDIRT E 2017 aprovado, e desde então tem visto ser sucessivamente adiada a conclusão dessa sua concretização.

A ERSE conclui assim que, do montante inicial em análise (62,1 M€), apenas deve ser incluído na base de ativos regulados do ano 2021, um total de 30,5 milhões de euros, sem prejuízo de, apenas em 2022, se poder verificar os montantes efetivamente entrados em exploração durante 2021.

NOVO EIXO A 400kV ENTRE ZONA DO PORTO E ZONA DO MINHO (VIANA DO CASTELO/PEDRALVA)

O projeto em causa diz respeito à construção de um novo eixo a 400 kV entre a atual Subestação de Pedralva – a zona de Ponte de Lima – e o atual posto de corte de Vila Nova de Famalicão, eixo este composto por um troço entre Pedralva e a zona de Ponte de Lima, em exploração desde 2016, e um segundo troço entre a zona de Ponte de Lima e o atual posto de corte de Vila Nova Famalicão.

No exercício tarifário de 2018, a ERSE excluiu da base de ativos regulados a linha entre Pedralva e a zona de Ponte de Lima, ao abrigo do artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações, na medida em que os objetivos e benefícios associados a essa linha apenas poderiam ser obtidos após a conclusão e entrada em exploração do segundo troço entre a zona de Ponte de Lima e a Subestação de Vila Nova de Famalicão, o que não se verificava à data da decisão da ERSE.

Nessa decisão, a ERSE referiu que “Após avaliação da ERSE, não se considerou que existam condições para a entrada em exploração da linha entre Ponte de Lima e Vila Nova de Famalicão, tendo sido decidido não

aceitar o ativo correspondente nos valores dos ativos regulados neste exercício tarifário, ao abrigo do artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações. Consequentemente, por não se aceitar no exercício tarifário de 2021 a linha Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão, não é possível atingir os objetivos e benefícios para a aceitação da linha Pedralva-Ponte de Lima, mantendo-se também a sua exclusão no presente exercício tarifário, ao abrigo do artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações.”

Em linha com o racional subjacente à decisão da ERSE no exercício tarifário de 2018, constata-se agora que o troço entre Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão entrou em exploração em julho de 2021, o que permite concluir todo o projeto inicial relativo ao eixo a 400kV entre Pedralva e Vila Nova de Famalicão, e, assim, permitir alcançar os objetivos e benefícios associados a este eixo, previstos pelo Operador da RNT. Refira-se, contudo, que estes benefícios serão maximizados aquando da entrada em exploração do troço da linha de interligação internacional, entre a zona de Ponte de Lima e a Galiza, em projeto autónomo, o que está previsto para final de 2023.

Assim, deixam de se verificar as condições que levaram à exclusão da linha Pedralva-Ponte de Lima, tendo a ERSE decidido reconhecer na base de ativos regulada os custos associados a todo o eixo, e em particular aqueles não reconhecidos até agora pela ERSE relativos ao troço Pedralva-Ponte de Lima, tendo-se decidido que, para efeitos regulatórios, este ativo entrou em exploração no ano de 2021.

CABO SUBMARINO LIGAÇÃO AO PROJETO WINDFLOAT

A construção das infraestruturas elétricas de ligação à RNT pela REN – Rede Eléctrica Nacional (REN), da zona offshore de produção elétrica (onde se encontra o projeto Windfloat), encontra-se prevista na Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, de 9 de dezembro.

Nesta Resolução do Conselho de Ministros, por via do seu n.º 3, ficou estabelecido que «os encargos com as infraestruturas públicas a afetar ao projeto devem ser suportados por verbas provenientes de fundos de apoio à inovação».

No entanto, a Resolução do Conselho de Ministros n.º 161/2019, de 26 de setembro, veio modificar este contexto, assumindo, no pressuposto da concretização do cofinanciamento do projeto do Windfloat⁴¹, um

⁴¹ O projeto Windfloat teve, enquanto empreendimento inovador de produção a partir de energias renováveis, acesso a financiamento europeu no âmbito do programa NER 300. A concretização do cofinanciamento do projeto Windfloat dependia, entre outros aspetos, da concretização do projeto e início da injeção de energia na rede elétrica até final de 2019.

quadro de reconhecimento dos montantes não cofinanciados pelo PO SEUR nos ativos da concessão da RNT 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, na condição de haver cofinanciamento europeu para a execução do projeto Windfloat, 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.

A referida Resolução previa a possibilidade de uma transferência inicial de até 10 milhões de euros, para o SEN e com o objetivo de atenuar os impactes tarifários do projeto, reunida aquela mesma condição e «em função da execução financeira em 2019». 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 10977-B/2021, de 9 de novembro, que produziu a última alteração ao Despacho n.º 1897/2021, de 15 de fevereiro, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2021, tem uma transferência estimada de 2 384 403 euros em 2021.

O quadro seguinte apresenta um resumo, para o período compreendido entre 2019 e 2022, dos custos de capital (CAPEX), das transferências efetuadas e estimadas pelo FA para o SEN e do montante previsto que seria necessário transferir em 2022 (assumindo o valor orçamentado pelo Fundo Ambiental de 2021) para assegurar a neutralidade tarifária do investimento em termos de custos com o capital investido. Os valores de 2021 e 2022 são valores estimados e previsionais à data de elaboração dos cálculos, enquanto os valores de 2019 e 2020 são valores reais⁴².

⁴² Com exceção do valor do subsídio, que é um valor estimado.

Quadro 4-27 - Custos de capital do projeto Windfloat e transferências do Fundo Ambiental

Ano Tarifa	Ano	Real (R) / Estimado (E) / Previsto (P)		CAPEX (EUR)	CAPEX Acumulado (EUR)	WACC (%)	Transfências FA (EUR)	Data Transferência	Transferência Realizada / Prevista / Orçamentada	Saldo do ano (EUR)	Saldo Acumulado = Transf. FA (EUR)
T2021	2019	R	2019 R	673 123	673 123	4,88%	1 400 000	30/12/2019	Realizada	726 877	726 877
T2022	2020	R	2020 R	2 065 372	2 738 495	4,60%	920 000	2020	Realizada	-1 145 372	-418 495
T2022	2021	E	2021 E	2 182 291	4 920 786	4,51%	2 384 403	2021	Orçamentada (Estimada)	202 112	-216 383
T2022	2022	P	2022 P	2 285 483	7 206 269	4,40%	0	2022	Prevista p/ saldo em falta	-2 285 483	-2 501 866

Fonte: ERSE, REN

A tabela evidencia que, assumindo uma transferência do Fundo Ambiental em 2021 igual ao valor orçamentado, de 2 384 403 euros, para garantir a neutralidade tarifária respeitante ao custo com capital do investimento, prevê-se que seja necessária uma transferência em 2022 por parte deste Fundo num montante total de cerca de 2 502 mil euros.

ESTUDOS COM LIGAÇÕES À RESP E SERVIÇOS DE LIGAÇÕES ÀS REDES

A REN, Rede Elétrica Nacional, S.A., reportou, nos do R&C das contas reguladas de 2019 e de 2020 valores recebidos por esta empresa relativos a i) a estudos com ligações à rede elétrica de serviço público (RESP) e ii) a serviços de ligações às redes.

A REN propôs, nos referidos R&C, que as receitas desses estudos e ligações cobrados, determinados de acordo com o n.º 2 da Diretiva ERSE n.º. 10/2019, de 22 de abril, depois de deduzidos os custos incorridos com estudos ambientais, fossem repartidos equitativamente com consumidores.

No entanto tendo em conta que estes custos são pagos pelos requisitantes (artigos 185.º-B e 218.º-A do anterior Regulamento de Relações Comerciais, aplicável à data), estes valores devem ser tratados tarifariamente como outros proveitos e, como tal, foram deduzidos aos proveitos permitidos relativos a 2020 no cálculo da base de custos TOTEX para o novo período de regulação.

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 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento a repercutir nos proveitos a proporcionar em 2022 à entidade concessionária da RNT, na atividade de Transporte de Energia Elétrica, são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2020 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2020.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2020 encontra-se calculado no Quadro 4-28. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento é de -22,7 milhões de euros, a devolver à empresa. Para este montante contribuiu a diferença entre os proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica, de 265,3 milhões de euros (linha L), e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de 276,6 milhões de euros (linha K), no qual está subjacente uma diferença de 2,8 milhões de euros entre o valor previsto e o valor verificado em 2020 dos os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa de Uso da Rede de Transporte. A contribuir com um diferencial positivo, salienta-se o diferencial entre o valor previsto e o valor verificado em 2020 das rúbricas do IREI (+7,0 milhões de euros – linha D), e o diferencial da rúbrica do valor da compensação entre operadores das redes de transporte (+6,8 milhões de euros – linha F). A contribuir com um diferencial negativo, salienta-se o diferencial entre o valor previsto e o valor verificado em 2020 da rúbrica de custos com capital, quer na componente de remuneração dos ativos, quer na componente de amortizações, mas com maior peso nos ativos com prémio, valorizados a custos de referência (-9,9 milhões de euros – linha 8).

Quadro 4-28 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2020

		Unidade: 10 ³ EUR		
Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2020	2020P em T2020	2022P em T2022
A = (1) + (2) x (3)/1000 + (4) x (5)/1000	Custos de exploração da atividade de TEE do ORT aceites no cálculo de proveitos	30 103	30 185	0
1	Componente fixa OPEX do ORT	30 004	29 986	0
2	Custo unitário associado à extensão de rede (€/km)	398	398	0
3	kms de rede (variação média do ano)	64	187	289
4	Custo unitário associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 064	5 064	0
5	Número de painéis de subestações (variação média do ano)	15	25	37
B = (7) + (8)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	210 178	221 211	-7 495
7 = (a) + (b) x (c) - (d)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos reais	104 333	105 429	469
a	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos reais (líquido amortizações de subsídios)	66 778	63 912	0
b	Valor médio ativo S/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios	902 218	930 327	0
c	Taxa de remuneração dos ativos base (custos reais) do ORT	4,596%	4,883%	4,400%
d	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	3 909	3 909	-469
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	105 845	115 782	-7 964
e	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos referência (líquido amortizações de subsídios)	57 270	61 090	0
f	Valor médio ativo C/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios (a custos referência)	1 058 494	1 113 183	0
g	Taxa de remuneração dos ativos a custos de referência do ORT	5,346%	5,633%	5,150%
h	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	8 011	8 011	7 964
C	Incentivo à melhoria do desempenho técnico da RNT (IMDT)	0	0	7 500
D	Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)	32 000	25 000	0
E	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	7 472	7 472	4 970
F	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	7 598	750	1 932
G	Gastos ambientais	0	0	0
H	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	10 768	10 768	-22 715
I = A + B + C + D + E + F + G - H	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	276 583	273 850	293 958
J = I + (d) + (h) + (H)	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	299 271	296 538	278 737

		Unidade: 10 ³ EUR		
Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2020	2020P em T2020	2022P em T2022
K = I	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	276 583	273 850	293 958
L	Proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de URT	265 257	210 025	
M = L(2019) - K(2019)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de TEE do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)			-11 326
N = M * (1 + O) * (1 + P)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de TEE do ORT (C/ juros, antes de ajustamentos provisórios)			-11 349
O	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,011%
P	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2			0,194%
Q	Acerto provisório CAPEX, previstos para T-1, em Tarifas T-1, a custos reais (C/ Juros)			2 502
R	Acerto provisório CAPEX, previstos para T-1, em Tarifas T-1, a custos de referência (C/ Juros)			8 864
S = N - Q - R	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t			-22 715

Fonte: ERSE, REN

VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

A valorização a custos de referência dos investimentos transferidos para exploração em 2020 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 2020, 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.

O Quadro 4-29 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2020. Estes valores são os apresentados pela REN nas contas reguladas e auditadas de 2020.

Quadro 4-29 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2020

Unidade: 10³ EUR

		Custo Real 2020		
1	Subestações	9 561		
2	Linhas	8 624		
A = 1 + 2	Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	18 185		
		Custo Real 2020	% c/ prémio após aplicação do mecanismo	
3	Subestações	8 020	83,9%	
4	Linhas	2 341	27,1%	
B = 3 + 4	Imobilizado real correspondente ao imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	10 362	57,0%	
		Custo de Referência 2020	Δ % Custo Referência / Real	
5	Subestações	8 480	5,7%	
6	Linhas	2 285	-2,4%	
C = 5 + 6	Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	10 765	3,9%	

Fonte: ERSE, REN

INCENTIVO À RACIONALIZAÇÃO ECONÓMICA DOS INVESTIMENTOS DA RNT

O montante definitivo em 2020 do incentivo à racionalização económica dos investimentos (IREI) determinado pela ERSE é apresentado no quadro seguinte. Verifica-se que o valor real deste incentivo em 2020 é de 32 milhões de euros, superior em 7 milhões de euros ao valor previsto nas tarifas de 2020.

Quadro 4-30 - Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

		Unidade: 10 ³ EUR			
		2020	2020P em T2020	[2020] - [2020P em T2020]	
				10 ³ EUR	%
a	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	4 668 958	4 745 289	-76 331	-1,6%
b	Ativo em Exploração Total - Saldo final	4 682 870	4 937 293	-254 423	-5,2%
ActBruto (médio) = [(a) + (b)] / 2	Valor médio ativo em Exploração TOTAL	4 675 914	4 841 291	-165 377	-3,4%
c	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	1 957 476	1 966 210	-8 734	-0,4%
d	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	1 866 834	2 022 085	-155 251	-7,7%
ActLiq (médio) = [(c) + (d)] / 2	Valor médio ativo em Exploração TOTAL, líquido de amortizações e subsídios	1 912 155	1 994 147	-81 992	-4,1%
Pact = ActLiq / ActBruto	Irei - Rácio ativo líquido / ativo bruto para aplicação do incentivo (Pact)	40,9%	41,2%		-0,30 p.p
Rdf	Irei - Índice de desempenho funcional (Rdf)	1	2		
IREI	Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)	32 000	25 000	7 000	28,0%

Fonte: ERSE, REN

A alteração do valor real do incentivo decorre da transição de uma situação de desempenho funcional intermédio (Rdf=2), previsto nas tarifas de 2020, para uma situação de desempenho funcional superior (Rdf=1), ocorrida no mesmo ano, com o rácio entre ativo líquido e ativo bruto (Pact=40,9%) a manter-se abaixo do limiar que determina a zona de saturação do incentivo no seu valor máximo (42% para desempenho superior).

Os fatores que justificam a transição para o nível de desempenho funcional superior são, por um lado, a manutenção do bom desempenho da RNT em termos de disponibilidade dos elementos da RNT e a qualidade de serviço técnica, cujos indicadores mantêm o valor máximo dos anos anteriores ($E_{Disp}=1$ e $E_{OS}=1$), e, por outro lado, a melhoria do desempenho da RNT em termos de capacidade de interligação disponibilizada ao mercado, cujo indicador de desempenho $E_{Interligações}$ cresce de 0,5 para 1.

O crescimento deste indicador resulta do aumento do valor do rácio da média móvel de 3 anos entre a capacidade média anual disponibilizada ao mercado diário no dia d-1 no sentido importador e a média anual soma das capacidades térmicas das linhas de interligação, que superou o limiar superior (27%) fixado pela ERSE para 2020. Este facto decorre do valor da capacidade de importação média disponibilizada ao

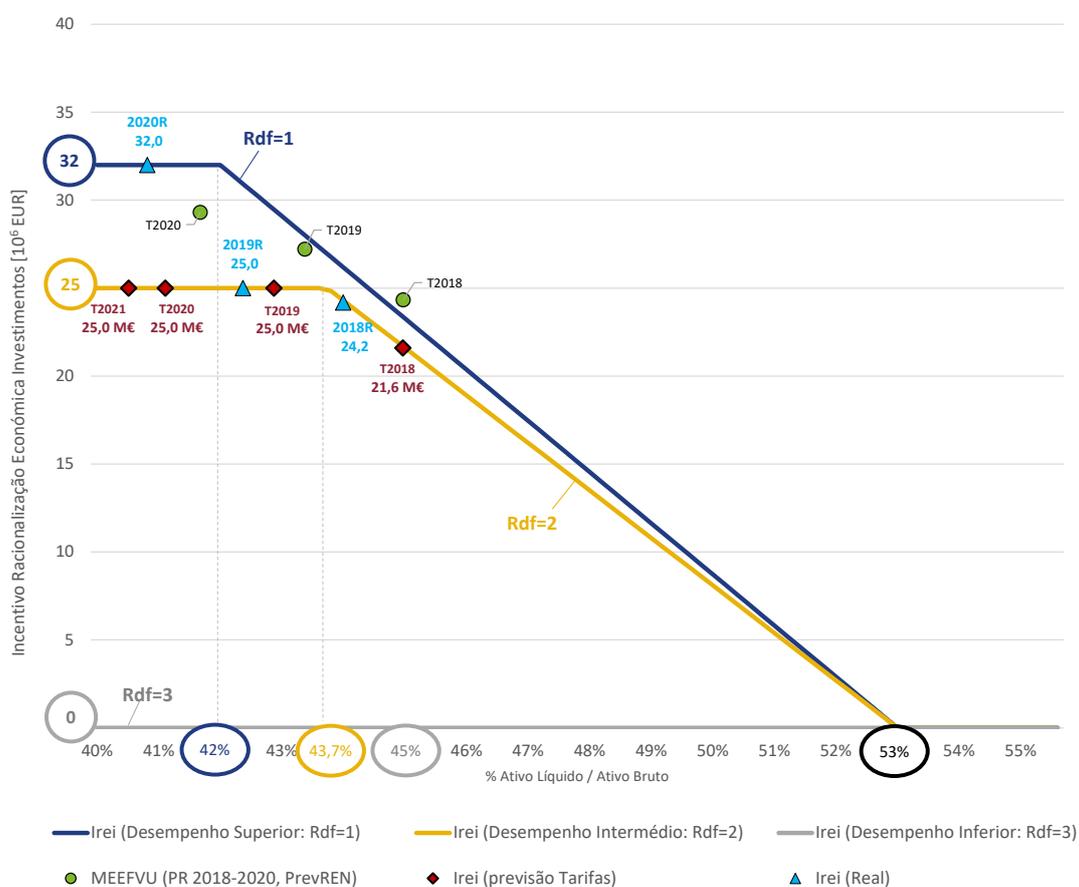
mercado, que, em 2020, atingiu um valor de 2977 MW, face aos 2636 MW ocorridos em 2019. Tal crescimento significativo da capacidade de importação deveu-se a um conjunto de fatores, internos e externos.

A nível interno, destaque para os investimentos ocorridos na RNT e a menor utilização da interligação *Alto Lindoso – Cartelle*, no sentido importador, bem como a gestão pelo operador de sistema dos mercados de operação, que permitiu minimizar as necessidades de limitação do valor da capacidade de importação.

Já a nível externo, regista-se a alteração das regras, imposta pela ERSE em 2018, associadas à redução ex-ante da capacidade de interligação para evitar “*curtailment*” de produção de energia eólica, e, finalmente, a publicação do Regulamento UE n.º 943/2019, do Pacote Legislativo europeu “Energia limpa para todos os Europeus”, passou a ter na questão dos 70% das interligações e a alteração da metodologia de cálculo da capacidade de interligação a disponibilizar ao mercado diário, a ser realizada centralmente na área europeia em que Portugal se insere, pela entidade CORESO, contribui também para o aumento dos valores da capacidade na interligação.

A figura seguinte ilustra o posicionamento dos valores previstos e ocorridos sobre as curvas do incentivo I_{REI} , desde 2018, bem como a sua comparação com os valores do incentivo MEEFVU que foram projetados pela REN para o período de regulação de 2018 a 2020. É notória uma redução continua desde 2018 do rácio entre ativo líquido e ativo bruto, que é determinante para o incentivo se encontrar no valor máximo praticamente em todos os anos.

Figura 4-9 - Evolução do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (Irei)



Fonte: ERSE, REN

A terminar, refira-se que está em curso uma auditoria à aplicação do incentivo à racionalização económica dos investimentos, realizada por uma entidade independente, 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 496/2020, de 26 de maio. Esta auditoria tem como objetivo verificar a inexistência de distorções materialmente relevantes 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. Em função dos resultados desta auditoria, os montantes de ajustamento determinados para este incentivo poderão vir a ser revistos pela ERSE em exercícios tarifários futuros ou poderão ser emanadas instruções para melhorar a atuação da empresa, designadamente no registo e reporte de informação.

TAXA DE REMUNERAÇÃO

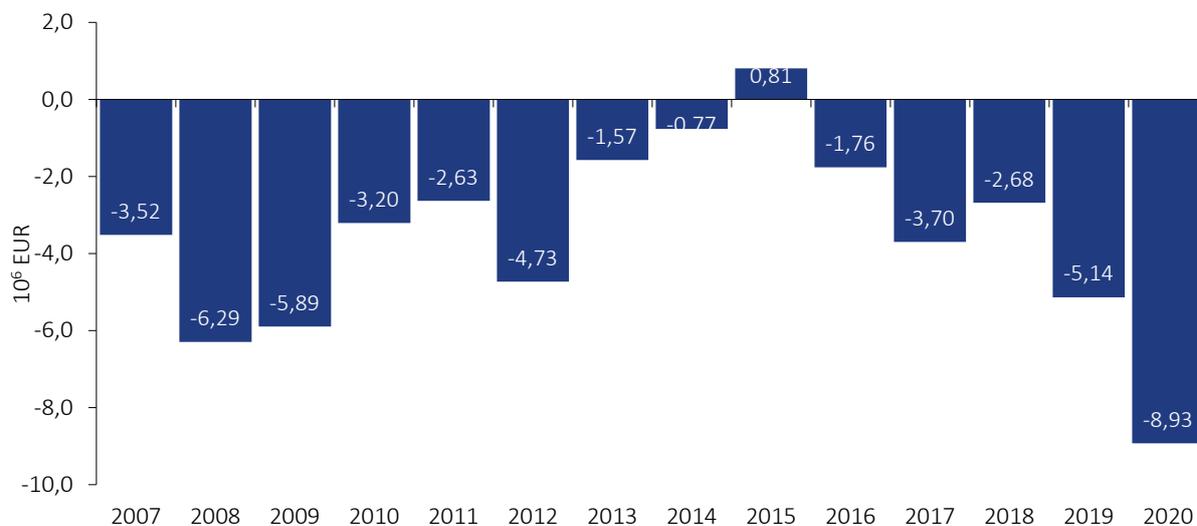
Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento «Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020», o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2020 foi de 4,88% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 5,63% 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 4,60% 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 vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2020, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2021, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2020.

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 que 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 4-10. O montante pago pela REN em 2020 ascendeu a 8,93 milhões de euros.

Figura 4-10 - Compensação entre TSO



Fonte: ERSE, REN

O montante de receita de rendas de congestionamento associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2020 atingiu 1,3 milhões de euros, ao qual soma o saldo de ações coordenadas de balanço, num montante de 2,8 milhões de euros e um montante de 141 milhares de euros resultantes de *Financial Transaction Rights*. A estes montantes foram deduzidos o valor de IGCC *Avoided aFRR Activation* (valor do IGCC correspondente a Ordens evitadas de Regulação Automática), de -175 milhares de euros, e o valor de “Comp. Replac reserv Exchang” (Compensação das trocas de Reserva de Reposição), de -2,7 milhões de euros. O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2020 foi de 1,33 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.

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.

Trata-se de uma via de comunicação integralmente afeta ao trânsito público, que não apresenta contiguidade, sequer parcial, com a subestação construída. Assim, apesar de a mesma ter tido utilidade à obra realizada, não estamos perante uma estrada de acesso à subestação, pelo que a obra em causa 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 do troço de estrada para o domínio público municipal após a sua conclusão.

Refira-se, também, que as 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 e no estudo de impacto ambiental, o que se considera uma fragilidade neste processo.

Todavia, uma vez que não era possível o transporte da totalidade dos equipamentos para a subestação através das estradas pré-existentes, justifica-se que as tarifas suportem o custo eficiente com a construção de uma via que possibilitasse aquele transporte. Nesse sentido, é aceitável repercutir este custo eficiente nas tarifas, sem que este seja contemplado no âmbito das metas de eficiência, mas não sendo sujeito a capitalização. O que não implica, naturalmente, suportar custos com a construção de uma estrada com as dimensões, infraestruturas, sinalização e pavimentação projetadas, manifestamente excessivas face àquela necessidade, mas antes reduzir-se aos custos imprescindíveis com a construção de um caminho que o permitisse.

Neste sentido, encontra-se atualmente a decorrer um estudo contratado pela ERSE a entidade externa para apurar este custo eficiente, que será considerado nos ajustamentos de 2021 a repercutir nas tarifas de 2023. A este custo, dados os argumentos trazidos pela REN e o protocolado com o Município do Fundão, poderá acrescer o reconhecimento excecional de custos a título de compensações sociais, sujeito ainda a apreciação e validação pela ERSE.

Face ao exposto, no exercício tarifário de 2022 o custo correspondente ao troço de estrada em apreço foi excluído da base de ativos regulada da atividade de Transporte de Energia Elétrica.

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2021

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2021 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa para 2021. O valor referente ao

ajustamento do CAPEX de t-1, de 7,5 milhões de euros a devolver aos consumidores, é apresentado no quadro infra, resultando de um menor valor de gastos com amortizações, de uma menor taxa de remuneração para 2021 (4,51% contra 4,60%) e um valor inferior do ativo a remunerar, comparativamente com o previsto em tarifas de 2021.

Quadro 4-31 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2021 da TEE

Unidade: 10³ EUR

	Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	2021P em T2021	2021E em T2022	[2021P em T2021] - [2021E em T2022]
A = (1) + (2)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	228 656	221 162	
1 = (a) + (b) x (c)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos reais	108 209	108 679	-469
a	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos reais (líquido amortizações de subsídios)	66 704	67 564	
b	Valor médio ativo S/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios	903 099	912 510	
c	Taxa de remuneração dos ativos base (custos reais) do ORT	4,60%	4,51%	
2 = (d) + (e) x (f)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos de referência	120 446	112 483	7 963
d	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos referência (líquido amortizações de subsídios)	60 072	56 605	
e	Valor médio ativo C/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios (a custos referência)	1 129 362	1 063 205	
f	Taxa de remuneração dos ativos a custos de referência do ORT	5,35%	5,26%	
g	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,011%
B = 1 * (1 + g)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t			-469
C = 2 * (1 + g)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t			7 964
D = B+C	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t			7 495

4.3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

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 Eléctrico 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 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.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 38/2017, a atividade de OLMC compreende as funções necessárias à mudança de comercializador de eletricidade e de gás natural pelo consumidor final, a seu pedido, bem como de colaboração na transparência dos mercados de eletricidade e de gás natural. Sem prejuízo das competências atribuídas a outras entidades administrativas, a atividade de OLMC está sujeita à regulação pela ERSE, designadamente pelo facto das tarifas de eletricidade e de gás, serem uma das formas de financiamento desta atividade (artigo. 6.º, n.º 1, alínea c).

A legislação determina, igualmente, que o OLMC deverá ser um operador comum ao SEN e ao SNG. O Decreto-Lei n.º 38/2017 determina, também, que a criação do OLMC não pode agravar os custos já existentes para os consumidores finais de eletricidade e de gás natural.

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 evolui 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.

O ano de 2022 marca o início do 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» que acompanha o documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços e parâmetros para o período de regulação 2022-2025».

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2022 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 2020, 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 496/2020, de 26 de maio. Os cálculos encontram-se no Quadro 4-32.

Quadro 4-32 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas 2020	2020	Tarifas 2021	Tarifas 2022
A	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 215	1 215	1 243	1 258
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
C	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	18	-51
D = A - B - C	Proveitos da atividade de OLMC	1 198	1 198	1 225	1 309
E	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes			1 147	
F = E - D	Desvio do ano			-50	
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-1} + spread$			0,011%	
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-2} + spread$			0,194%	
$G = F * (1+i_{t-2}) \times (1+i_{t-1})$	Ajustamento dos custos com o OLMC tendo em conta os valores ocorridos			-51	

Tendo em conta que a ADENE não recuperou em 2020 os proveitos permitidos previstos em 2019, o ajustamento de 2020 constante das tarifas de 2022 contempla um montante de -0,051 milhões de euros a receber pela ADENE.

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/MT⁴³, à semelhança da que já vigorava no nível de tensão BT desde 2018. Esta metodologia é complementada com o aprofundamento do princípio de partilha entre empresa e consumidores de ganhos e perdas, em ambos os níveis de tensão.

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, 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.

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

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;
- Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente;
- 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

As regras para o cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial foram alteradas com efeitos a partir de 2011. Esta situação resultou da necessidade de maior racionalidade económica no aprovisionamento do CUR.

O volume de aquisição de energia elétrica à PRE por parte do CUR já era de tal modo importante antes de 2011 que, em certos momentos, tornava residual a necessidade de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR. Esta situação provocava uma grande volatilidade na gestão das

quantidades a curto prazo, que impossibilitava a implementação de qualquer estratégia de aquisição de energia elétrica ajustada ao horizonte temporal de definição das tarifas.

A criação da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE em 2011, permitiu a agregação da produção em regime especial e, conseqüentemente, a sua colocação no mercado a prazo.

O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial incorporado nos proveitos de 2022 inclui:

- a) diferencial de custo do próprio ano;
- b) os custos de funcionamento e outros custos⁴⁴;
- c) diferimento do diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial, determinado pela aplicação do mecanismo estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual;
- d) medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- e) mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- f) ajustamentos dos diferenciais de custo da PRE referentes a 2020 e a 2021.

Em resposta às dúvidas levantadas no ano anterior relativamente ao aumento significativo dos investimentos estimados pela empresa e que conduziu à não aceitação de 50% dos montantes estimados para as entradas em exploração em 2020 e 2021 na função de compra e venda da PRE, encontra-se em curso uma auditoria, realizada por uma entidade independente. Esta auditoria pretende, por um lado, avaliar a racionalidade económica dos investimentos efetuados em sistemas de informação face às necessidades da empresa e, por outro, garantir a inexistência de duplicação de custos ou de custos excessivos resultantes das novas atividades – facilitador de mercado e gestão dos leilões solares. Assim, e de acordo com as conclusões dessa auditoria os investimentos realizados em 2020, agora aceites, podem sofrer posteriormente alterações. No caso particular da atividade de facilitador de mercado, sendo a mesma uma atividade não regulada, os respetivos gastos e proveitos não poderão ser repercutidos nos proveitos do CUR.

⁴⁴ 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.

Quadro 4-33 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2021	Tarifas 2022
A = (1)-(2)+(3)+(4)- -(5)-(6)+(7)-(8)-(9)	Diferencial de custo com a aquisição da PRE ¹	912 688	-614 854
1	Compras	1 525 883	1 513 612
2	Vendas	691 412	1 402 712
3	Outros custos	8 221	0
4	Custos de funcionamento	5 030	5 307
5	Ajustamento t-1	-349 694	812 466
6	Ajustamento t-2	-240 836	41 376
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	-194 891	707 095
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE, decorrentes da legislação em vigor	300 473	554 854
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	30 200	29 460
B = (10)-(11)+(12)+(13)- -(14)-(15)+(16)-(17)	Diferencial de custo com a aquisição da PRE ²	455 183	-84 395
10	Compras	511 065	543 662
11	Vendas	252 393	569 875
12	Outros custos	2 812	0
13	Custos de funcionamento	5 030	5 307
14	Ajustamento t-1	-95 569	252 881
15	Ajustamento t-2	561	41 211
16	Alisamento quinquenal - artº 73º A	93 661	230 605
17	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE, decorrentes da legislação em vigor	0	0
A + B	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE	1 367 870	-699 249

Mecanismo de colocação a prazo da energia adquirida à PRE

Tal como referido anteriormente, a atividade de aquisição de energia por parte do CUR desagrega-se na função de Compra e Venda de Energia para abastecimento da carteira de clientes e na função de Compra e Venda da Energia de PRE.

Esta desagregação em duas funções introduziu a possibilidade de se desenvolver um mecanismo regulado de colocação a prazo, além da sua colocação no referencial de mercado à vista, da energia adquirida à PRE por aquela entidade.

Este mecanismo permite a diversificação no preço de venda da energia de PRE, assegurando uma mitigação da 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. Os efeitos previstos da aplicação deste mecanismo em 2022 são apresentados no ponto 5.2.

Diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial

Em 2011, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73-A.º, foi introduzida uma nova 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.

Mais recentemente, 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.

Face ao término do período para o diferimento previsto no artigo 73-A.º e face ao atual contexto provocado pela Pandemia Covid-19, a qual tem efeitos significativos ao nível das tarifas de eletricidade, foi publicado o Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, que prevê o prolongamento da aplicação do mecanismo de alisamento do sobrecusto com a produção em regime especial num período máximo de cinco anos até 31 de dezembro de 2025.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro correspondente à taxa de remuneração, cuja metodologia é, atualmente, definida na Portaria n.º 138/2021, de 30 de junho. O cálculo desta taxa de juro encontra-se detalhado no ponto 2.1.

Tendo em conta que o diferencial de custos com a aquisição de PRE apresenta valores negativos para 2022, não foi aplicado o mecanismo de alisamento do sobrecusto com a produção em regime especial para este ano.

Seguidamente apresenta-se o Quadro 4-34 com o efeito acumulado dos diferimentos dos diferenciais de custo da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2018 até 2021 e respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

Quadro 4-34 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2018 a 2021 nos proveitos permitidos de 2022 a 2025

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE			
	T2022	T2023	T2024	T2025
PRE^{1 (1)}				
Anuidade	707 095	545 336	384 915	244 891
Amortização capital ⁽²⁾	693 566	538 009	381 444	243 538
Juros	13 530	7 327	3 471	1 353
Alisamento quinquenal	707 095	545 336	384 915	244 891
PRE^{2 (4)}				
Anuidade	230 605	163 787	87 630	35 108
Amortização capital ⁽²⁾	226 337	161 800	86 954	34 914
Juros	4 268	1 987	677	194
Alisamento quinquenal	230 605	163 787	87 630	35 108

Notas: PRE^{1 (1)} - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio
 PRE^{2 (2)} - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Amortização e juros da dívida tarifária

O Quadro 4-35 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2022 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 fevereiro⁴⁵ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018 com término em 2022. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;

⁴⁵ 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).

- 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 fevereiro⁴⁶ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019. O saldo em dívida em 2022, referente a este diferimento é de 234 milhões de euros. 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 fevereiro⁴⁷ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2020. O saldo em dívida em 2022, referente a este diferimento é de 381,9 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 fevereiro⁴⁸ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2021. O saldo em dívida em 2022, referente a este diferimento é de 830,8 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 2022, referente a estes défices, é de 261,9 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.

⁴⁶ 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).

⁴⁷ 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).

⁴⁸ 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).

Quadro 4-35 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2021	Juros 2022	Amortização e regularização 2022	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2022	Saldo em dívida em 2022
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	225 216 518	3 360 005	225 216 518	228 576 524	0
EDP Serviço Universal	2 478 850	36 982	2 478 850	2 515 832	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	163 844 630	2 444 398	163 844 630	166 289 028	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	17 013 551	253 825	17 013 551	17 267 376	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	22 684 731	338 433	22 684 731	23 023 164	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	7 852 398	117 150	7 852 398	7 969 548	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	11 342 359	169 217	11 342 359	11 511 576	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	465 447 113	5 129 227	231 448 277	236 577 504	233 998 837
EDP Serviço Universal	870 299	9 591	432 765	442 356	437 534
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	54 719 499	603 009	27 209 823	27 812 832	27 509 675
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	38 474 668	423 991	19 131 917	19 555 908	19 342 751
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	16 672 366	183 729	8 290 503	8 474 232	8 381 864
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	55 147 034	607 720	27 422 420	28 030 140	27 724 615
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	36 337 177	400 436	18 069 028	18 469 464	18 268 149
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	208 079 035	2 293 031	103 469 401	105 762 432	104 609 634

Quadro 4-36 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2021	Juros 2022	Amortização e regularização 2022	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2022	Saldo em dívida em 2022
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	571 283 047	3 172 335	189 374 141	192 546 476	381 908 906
EDP Serviço Universal	67 742	376	22 456	22 832	45 286
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	75 406 541	418 733	24 996 451	25 415 184	50 410 090
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	16 643 377	92 421	5 517 099	5 609 520	11 126 278
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	100 692 968	559 148	33 378 628	33 937 776	67 314 340
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	54 980 432	305 306	18 225 418	18 530 724	36 755 015
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	63 185 162	350 867	20 945 197	21 296 064	42 239 965
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	36 902 291	204 918	12 232 710	12 437 628	24 669 581
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	101 096 288	561 388	33 512 324	34 073 712	67 583 964
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	29 498 897	163 807	9 778 565	9 942 372	19 720 332
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	74 731 243	414 983	24 772 597	25 187 580	49 958 645
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	18 078 106	100 388	5 992 696	6 093 084	12 085 410
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	1 104 614 432	6 136 133	273 863 181	279 999 314	830 751 252
SU Eletricidade	558 436 566	3 102 115	138 451 219	141 553 334	419 985 348
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	25 893 204	143 837	6 419 611	6 563 448	19 473 593
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	62 397 739	346 619	15 470 053	15 816 672	46 927 687
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	36 472 817	202 606	9 042 578	9 245 184	27 430 239
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	31 198 870	173 310	7 735 026	7 908 336	23 463 843
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	74 923 151	416 198	18 575 434	18 991 632	56 347 717
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021	15 599 482	86 655	3 867 525	3 954 180	11 731 957
Diferimento do sobrecusto PRE de 2022					0
Tagus, SA	390 117 359	5 492 852	128 225 235	133 718 087	261 892 124
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	288 811 423	4 066 465	94 927 621	98 994 085	193 883 803
Sobrecusto da PRE 2009	101 305 936	1 426 388	33 297 614	34 724 002	68 008 321
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-149 581	0	-149 581	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009		-149 581		-149 581	0
Total	2 756 678 470	23 140 972	1 048 127 352	1 071 268 323	1 708 551 118

Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo da PRE

Para os proveitos permitidos de 2022 foram consideradas medidas de sustentabilidade do SEN com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia à PRE considerado no cálculo tarifário. Em particular, foram deduzidos os seguintes montantes aos proveitos permitidos, decorrentes da legislação em vigor:

- previsão das receitas geradas pela venda em leilão de licenças de emissão que revertem para o SEN, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril. Este diploma determina que 60% das receitas geradas pelos leilões das licenças de emissão atribuídas a Portugal devem ser utilizadas para promover as energias renováveis, através da compensação de parte do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável. Com a melhor informação disponível, a ERSE prevê que em 2022 seja transferido para o CUR cerca de 306,5 milhões de euros;
- montantes a transferir para o SEN para dedução ao sobrecusto com a produção em regime especial renovável conforme Despacho dos Gabinetes do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14/10/2021, e que resulta da soma de (i) 125,8 milhões de euros, montante estabelecido Despacho do Gabinete da Secretaria de Estado do Orçamento n.º 1213/2021, de 21 de setembro e (ii) de 110 milhões de euros relativos à afetação do produto da CESE, (iii) 270 milhões de euros relativos à afetação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa⁴⁹ e (iv) 2,7 milhões de euros resultantes da afetação da receita obtida com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos⁵⁰;
- Previsão da reversão para o SEN do montante relativo às receitas geradas pela venda de Garantias de Origem no montante de 8,9 milhões de euros e de receitas resultantes do Imposto sobre Produtos Petrolíferos (ISP) previstas até ao final do ano, a acrescer às referidas no ponto anterior em cerca de 1 milhões de euros.

Receitas de ISP aplicável às centrais de ciclo combinado a gás natural

⁴⁹ Tendo em conta a data de consignação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa, referida neste despacho, considerou-se os 270 milhões de euros relativos à afetação da receita gerada pelos leilões das licenças de emissão de gases com o efeito estufa em 2021, com efeito no ajustamento provisório do diferencial de custo de aquisição de energia à PRE a repercutir em 2022.

⁵⁰ O montante de 2,7 milhões de euros previsto neste despacho com a tributação dos produtos petrolíferos, corresponde ao valor consignado até agosto de 2021, pelo que está integrado num valor total de 3,7 milhões de euros previsto pela ERSE para o conjunto do ano.

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 CO₂.

No caso do carvão, nos termos atualmente em vigor, que decorrem da aplicação artigo 389.º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado de 2021, há repercussão dos valores de tributação que, em 2021, é de 75% dos valores decorrentes da aplicação da fórmula de cálculo da taxa expressa no Código dos Impostos Especiais de Consumo (IEC).

No caso do gás natural, nos termos atualmente em vigor, que decorrem da aplicação do artigo 389.º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado de 2021, há um faseamento de repercussão dos valores de tributação que, em 2021, é de 20% e, em 2022, de 30% 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 2021, 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 CO₂, sendo apenas aplicada nestes casos a taxa de ISP, como estabelecido no n.º 14 do artigo 389.º da Lei n.º 75-B/2020, de 31 de dezembro.

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.

Para efeitos do cálculo da estimativa de receitas provenientes da tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP) em 2021 e 2022, utilizou-se o mesmo cenário de produções utilizado para efeitos de estimação de proveitos no âmbito do mecanismo de equilíbrio concorrencial.

Em 2021, estima-se uma produção total proveniente da central térmica a carvão do Pego de 735 GWh e um valor unitário do conjunto do ISP e do adicional de CO₂ aplicável no valor de 4,66 €/MWh, e uma produção das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural de 11.860 GWh e um valor unitário de ISP aplicável no valor de 0,43 €/MWh, traduzindo-se num valor estimado máximo de proveitos de aproximadamente 4,2 milhões de euros, correspondente a 50% das receitas de ISP.

Em 2022, estima-se somente uma produção total proveniente das centrais térmicas de ciclo combinado a gás natural de 11.500 GWh e um valor unitário de ISP aplicável no valor de 0,65 €/MWh, traduzindo-se

num valor estimado máximo de proveitos de aproximadamente 3,7 milhões de euros, correspondente a 50% das receitas de ISP, já que para o carvão não existe incidência de ISP e adicional de CO₂, na medida em que deixa de existir parque eletroprodutor com esta fonte, no seguimento do o descomissionamento de Central a carvão do Pego a 30 de novembro de 2021.

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 (EEGO).

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 o 1.º Leilão de GO-PT em julho de 2021, 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 e 2021.

Assim, para 2020, tendo em consideração a informação dos resultados do 1.º leilão GO-PT, resulta num montante global de receitas de 247 mil euros.

Para efeito de acerto de tarifas de 2021, considera-se uma previsão de quantidades até ao final do ano face ao que se previu no exercício tarifário anterior (acréscimo de 400 GWh, com volume final de 22,44 TWh), o preço médio ponderado adjudicado do 1.º leilão de GO-PT de lotes com entrega em 2021 para cada uma das tecnologias leiloadas, sendo que quando não existe referência para as outras tecnologias consideradas na previsão, é utilizado o preço resultante da média das valorizações publicadas pelas Greenfact e Argus (no qual resulta num acréscimo de cerca 0,14 euros por MWh superior à estimativa no exercício tarifário de 2021 realizado em 2020, no qual se estima um montante global de receita no valor de 8,8 milhões de euros (acréscimo de 3,34 milhões de euros face à estimativa realizada em 2020).

Para o ano de 2022, considera-se uma previsão de quantidades de 22,57 TWh de produção de PRE com tarifa garantida, valorizando-se ao último preço GO derivado do 1.º leilão de GO-PT e, quando não existe referência para as outras tecnologias consideradas na previsão, é utilizado o preço resultante da média das valorizações publicadas pelas Greenfact e Argus, no qual se estima um montante global de receita no valor de 8,9 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 74/2019, 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.

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 agosto⁵¹, é concretizado o conjunto de princípios consagrado no diploma legal que criou o mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da

⁵¹ 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.

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 2020, e ao abrigo das disposições da Portaria n.º 282/2019, a ERSE deu cumprimento aos prazos e trâmites estabelecidos na referida Portaria para a remessa do estudo ao Secretário de Estado da Energia.

APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013, ALTERADO PELO DECRETO-LEI N.º 104/2019

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.

Considerando o estudo para definição dos valores definitivos relativos a 2020 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), homologado pelo Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, é determinado um valor global a ser suportado pelos produtores abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, em definitivo para o ano de 2020, de cerca de 55,8 milhões de euros, podendo ser este reduzido a um montante mínimo de 53,6 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, está suspensa a receita decorrente do mecanismo de equilíbrio concorrencial, entre 1 de julho de 2021 e 30 de setembro de 2021, com a correspondente redução das receitas estimadas para o ano de 2021, sendo esta redução efetiva. Adicionalmente, a eventual extensão da manutenção da suspensão de pagamentos (dependente de norma legal que se faça pelo governo no seguimento da publicação em Espanha do *Real Decreto ley 17/2021*⁵², de 14 de setembro, que estabelece as “*medidas urgentes para mitigar el impacto de la escalada de precios del gas natural en los mercados minoristas de gas y electricidad*”) ao último trimestre do ano, poderá acarretar a perda da correspondente receita previsional para esse mesmo trimestre.

Nos valores unitários aplicados, consideram-se aqueles que decorrem do estudo de fecho de contas de 2020 (aprovado em abril de 2021) e tendo como referência a manutenção da abordagem subjacente à homologação dos valores definitivos de 2019 (considerar apenas como evento extramercado de ordem interna o regime de ISP), aprovados pelo Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, que diferem do que se utilizou na estimação para tarifas de 2021.

Em 2021, com a consideração de um valor unitário do parâmetro $Pliq_t^k$ por tecnologia (3,64 €/MWh para a hídrica e PRE em mercado, 3,42 €/MWh para a CCGT e 2,16 €/MWh para o carvão), implica um valor global a ser suportado pelos produtores abrangidos entre os 17 milhões de euros e os 32 milhões de euros,

⁵² Vide <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2021-14974>

consoante se considere ou não a extensão do período de suspensão da receita decorrente do mecanismo de equilíbrio concorrencial ao 4.º trimestre de 2021.

Havendo um conjunto de medidas de incidência fiscal em Espanha que possam aplicar-se ao ano 2022, pode colocar-se o cenário de se manter suspensa a aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial, o que implica receita previsional nula. No extremo oposto, considerando que a suspensão não vigora em 2022 e se mantêm os mesmos valores unitários utilizados em 2021 a partir do estudo de fecho de contas de 2020, aprovados pelo Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, bem como a manutenção da abordagem subjacente à homologação dos valores definitivos de 2020 (considerar apenas como evento extramercado de ordem interna o regime de ISP), a receita é estimada com base na produtividade sujeita ao mecanismo, sendo esta apurada com a aplicação do método de estimação do VALORÁGUA, idêntico ao que se utilizou no cálculo da revisibilidade final. Deste modo, resulta um montante máximo de proveitos de 34 milhões de euros, que resulta da sua aplicação às tecnologias hídricas, centrais de ciclo combinado a gás natural e PRE em mercado abrangidas pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.

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 dos respetivos estudos de 2020 e de 2021, 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 2020 no exercício tarifário correspondente, a consumação através da homologação pelo Despacho n.º 9974/2021, de 14 de outubro, do estudo de 2020 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 200 mil euros, que corresponde à diferença entre o valor estimado previsional para 2020, no processo de Tarifas de 2020, de cerca de 56 milhões de euros e o valor definitivo indicado no estudo de 2020 de 55,8 milhões de euros.

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 2020 e estimados para 2021, 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 2022⁵³, apresentados pelo CUR do Continente ascende a 931 milhares de euros.

SOBREPROVEITO ASSOCIADO AO AGRAVAMENTO TARIFÁRIO NOS TERMOS DO N.º 2 DO ARTIGO 6.º DO DECRETO-LEI N.º 104/2010, DE 29 DE SETEMBRO, NA REDAÇÃO VIGENTE

Adicionalmente, e tal como definido na legislação em vigor, a tarifa transitória sofre agravamento percentual como forma de incentivar os clientes a escolher um comercializador em mercado, sendo o sobreproveito resultante repartido por todos os consumidores. De salientar que no artigo 2.º-A da Lei

⁵³ Este montante corresponde aos valores reais e auditados relativos a 2015 com referência a 31 de dezembro de 2020.

n.º 105/2017, de 30 de agosto, onde se consagra a livre opção dos consumidores domésticos de eletricidade pelo regime de tarifas reguladas, procedendo à segunda alteração ao Decreto-Lei n.º 75/2012, de 26 de março, foi definido que não é permitido aplicar aos clientes finais de baixa tensão normal qualquer fator de agravamento.

Deste modo o sobreprojeito resultante do mecanismo de incentivo à escolha de um comercializador em mercado será repercutido nos restantes consumidores através da tarifa de Uso Global do Sistema (UGS) do ORD. Em 2022, este valor ascende a 270 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 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, veio criar a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis. Este regime legal prevê a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa 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.

De acordo o Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro, 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. A previsão dos custos com a tarifa social para 2022 ascende a cerca de 121,311 milhões de euros (Continente e Regiões Autónomas).

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 novembro⁵⁴, o custo com a tarifa social de eletricidade é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, na proporção da sua potência instalada. Para este efeito, a ERSE utiliza a última informação recebida da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) sobre as

⁵⁴ 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.

potências instaladas dos centros electroprodutores abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 138-A/2010 de 28 de dezembro, na redação vigente, bem como a indicação dos respetivos titulares.

A ERSE tem em conta a lista atualizada dos produtores que financiam a tarifa social, cuja informação enviada pela DGEG à ERSE por ofício de 28 de maio de 2021, se reporta ao ano de 2020. Esta informação é espelhada no Anexo I deste documento, tendo sido tomada em consideração na repartição do financiamento da tarifa social por centros electroprodutores para 2022 e no cálculo dos ajustamentos respeitantes a 2020 e 2021.

Por não estarem finalizadas as interações com a DGEG à data da publicação das tarifas de 2021, a ERSE referiu no documento (pág. 129) «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico» que a *“aguarda da DGEG elementos suscetíveis de levar a revisões da alocação do financiamento da tarifa social pelos diferentes centros electroprodutores”*, nomeadamente a partir de 2018, apresentando a melhor informação disponível nessa data que devido aos problemas de retroatividade mencionados, não refletiu a decisão da DGEG.

Posteriormente, surgiram várias comunicações de grupos empresariais detentores de aproveitamentos hidroelétricos que, contestando a sua elegibilidade no âmbito do financiamento da tarifa social por estarem abrangidos decisão da DGEG *supra*, se recusaram a realizar o pagamento das faturas emitidas pelo operador da rede de transporte (ORT).

Deste modo, a ERSE, tem vindo a informar produtores e o ORT de que ainda se encontrava a efetuar diligências com a DGEG sobre o tema da limitação de potência de injeção a 10 MVA de alguns produtores hídricos, em particular sobre os efeitos de eventuais decisões com impactos referentes a anos anteriores na repartição do financiamento da tarifa social.

Desta forma, a possibilidade de revisão dos valores de ajustamento em 2018 e 2019, precarizados nos documentos associados ao processo tarifário de 2021, ainda não é possível à data da processo de definição de tarifas e preços para 2022.

Os quadros que são apresentados no Anexo II relativos a valores previsionais de financiamento da tarifa social para 2022 e ajustamentos referentes a 2020 e 2021, são baseados na lista com informação referente a 2020 anteriormente referida (vide Anexo I), sobre a qual a ERSE levantou um conjunto de questões junto da DGEG, aguardando-se resposta à data de publicação das atuais tarifas. Deste modo, a informação publicada no âmbito do financiamento da tarifa social nos documentos associados ao processo tarifário de 2021, é suscetível a alterações.

No Quadro 4-37 resumem-se os valores previsionais de 2022 e ajustamentos de 2020 e 2021 do financiamento da tarifa social.

Quadro 4-37 - Montantes globais para repartição do financiamento da tarifa social para 2022 e ajustamentos de 2020 e 2021 a suportar pelos centros electroprodutores

Unidade: 10³EUR

	Continente	RAA	RAM	Total
Custos Previsionais 2022 (1)	115 136	2 886	3 289	121 311
Ajustamentos 2021 (2)	-8 134	-265	-570	-8 968
Ajustamentos 2020 (3)	-3 885	218	12	-3 655
Total (1) + (2) + (3)	103 118	2 839	2 731	108 687

Neste contexto, a repartição do financiamento da tarifa social de 2022 pelos centros electroprodutores identificados na lista da DGEG acima referida é apresentada no Anexo II.

CUSTOS COM A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

O Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 199/2007, de 18 de maio, e Decreto-Lei n.º 32/2013, de 26 de fevereiro, 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). 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 2020 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2022 durante o 1º trimestre.

Parcelas de Acerto e de alisamento

Em 2017, conforme definido pela Lei do Orçamento de Estado, o Governo procedeu ao cálculo 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. Em paralelo, a Lei do Orçamento de Estado atribuiu à ERSE a realização de um estudo relativo ao apuramento do montante do ajustamento final dos CMEC. Este estudo foi enviado ao membro do Governo responsável pela área da energia para apreciação.

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 de 23 de abril de 2018.

Aquele montante será recuperado nas tarifas anuais através de uma renda, determinada nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004. O primeiro ano de repercussão tarifária destas rendas foi 2018, cujas tarifas incluíram a renda relativa ao 2º semestre de 2017 e ao ano de 2018 calculadas a partir do montante total apurado atualizado a 1 de julho de 2017 a uma taxa de 2,04%.

Para 2019 o valor da renda anual 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 18 949 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 CPA Código do Procedimento Administrativo, 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, tem de ser devolvido aos consumidores, o que por via tarifária será feito anualmente, até ao nível que garante aos consumidores de energia elétrica a neutralidade tarifária dos pagamentos de CMEC, através das parcelas de acertos e de alisamento⁵⁵.

A continuação da devolução faseada não impede que a EDP Produção, querendo, proceda à transferência para a REN do remanescente do valor global a devolver que resulta da redução dos CMEC positivos recebidos.

⁵⁵ Nestas parcelas não se incluem os ajustamentos de faturação que pretendem compensar desvios de faturação ocorridos.

De salientar que tal devolução, resultante de uma nulidade parcial declarada, não coloca em causa os pressupostos assumidos pelo Decreto-Lei n.º 240/2004. Assim, mensalmente as várias parcelas associadas aos CMEC, incluindo a componente relativa ao montante a devolver, são faturadas entre as entidades envolvidas, nos termos previstos no mencionado Decreto-Lei.

Ainda no âmbito da parcela de acerto, o procedimento da revisibilidade dos CMEC, com vista ao apuramento dos ajustamentos anuais, nos termos do artigo 11.º do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, na redação vigente, implica um apuramento pela DGEG, ouvida a ERSE, do valor dos ajustamentos anuais aos montantes das compensações pela cessação antecipada dos CAE, a homologar pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Assim, e relativamente à revisibilidade de 2015, a DGEG havia proposto em 2016, o valor de 135.575.000,00 euros, ficando este valor condicionado ao resultado da auditoria às centrais CMEC, prevista no Despacho n.º 4694/2014, de 21 de fevereiro, assim como do conteúdo do Parecer solicitado ao Conselho Consultivo da Procuradoria Geral da República sobre o disposto no artigo 5.º do Regime da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético, aprovado pela Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, que levou à produção de despacho homologado pelo membro do Governo responsável pela área da energia de que, designadamente, a EDP – Gestão da Produção da Energia, S.A. (EDP Produção) foi notificada.

Subsequentemente, sem que tenha sido proferida homologação, por solicitação do membro do Governo responsável pela área da energia, o Conselho Consultivo da Procuradoria Geral da República veio a emitir parecer sobre a possibilidade de serem acionadas outras consequências, para além da condenação contraordenacional em coima pela Autoridade da Concorrência à EDP Produção por abuso de posição dominante no mercado da banda de regulação secundária entre 2009 e 2013.

Segundo o referido Parecer, que foi homologado, a ponderação do benefício económico obtido com a prática da infração na coima aplicada, a par de outros elementos referentes à determinação da medida da sanção previstos na Lei da Concorrência, não se traduzindo numa perda desse benefício, não obsta à adoção de medidas que visem, quer a eliminação das vantagens patrimoniais ilicitamente auferidas, quer a reparação dos danos provocados com esse comportamento.

Outrossim, segundo o mesmo Parecer, tal não impede o Estado de compensar os consumidores dos danos que para estes resultaram da conduta da EDP Produção em qualquer dos ajustamentos anuais subsequentes, que ainda não foram objeto de homologação.

Nesta sequência, tendo em conta os valores de sobrecompensação das centrais abrangidas pelo regime dos custos para a manutenção do equilíbrio concorrencial (CMEC) apurados pela DGEG, à luz da auditoria realizada e da análise efetuada no parecer da respetiva Comissão de Acompanhamento, o membro do Governo responsável pela área da energia homologou a revisibilidade referente ao ano de 2015, que reduz em 72.900.000 euros o valor inicialmente previsto.

Assim, nos termos do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro, a ERSE faz refletir nas tarifas o valor apurado respeitante à revisibilidade de 2015, homologado pelo membro do Governo responsável pela área da energia, que implica uma redução do montante que fora previsionalmente aplicado por forma a que agora seja ajustado ao valor de 62.675.000,00 euros, deduzidos dos juros aplicáveis.

CUSTO TOTAL COM OS CMEC

Evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2022:

- 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, (ii) a devolução de parte dos montantes das revisibilidades declaradas parcialmente nulas, e (iii) os desvios de faturação de 2020 e de 2021.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2022 ascende a cerca de 65 799 milhares de euros e é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-38 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2022

		Unidade: 10 ³ EUR
		Ano 2022
Parcela Fixa		
Renda anual - valor inicial		67 532
Desvios faturação		-6 545
Parcela de Acerto		
Devolução de valores do passado		-21 871
Renda anual - ajustamento final		18 948
Desvios faturação		6 589
Parcela de alisamento		
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa		-3 427
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto		4 573
Total		65 799

Apresenta-se de seguida um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC⁵⁶ considerados em tarifas de 2022, bem como os montantes previstos reconhecer até às tarifas de 2027⁵⁷.

Quadro 4-39 - Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

	Unid: 10 ⁶ EUR			
	Valores previstos			
	T2022	T2023	...	T2027
Parcela fixa - renda valor inicial CMEC	67,5	67,5	...	67,5
Parcela de acerto - Devolução de valores do passado	-21,9		...	
Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC	18,9	18,9	...	18,9
Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1			...	
Total	64,6	86,5	...	86,5

⁵⁶ Nesta análise não foram incluídas as rubricas relativas aos desvios de faturação e aos juros da revisibilidade de 2012 diferida.

⁵⁷ Os montantes das principais rubricas considerados até às tarifas para 2020 foram apresentados no documento “Proveitos permitidos e Ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico”, publicado em dezembro de 2018.

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 4-40 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

			Unidade: 10 ³ EUR	
			T2021	T2022
A		Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS	2 013 356	-223 799
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	614 691	157 769
(+)		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 367 870	-699 249
	SPRE _t ¹	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	912 688	-614 854
	SPRE _t ²	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	455 183	-84 395
(+)		CMEC	-73 713	65 799
	PF _{CMEC,t}	Parcela Fixa dos CMEC	64 172	60 987
		Renda anual - valor inicial	67 532	67 532
		Ajustamentos	-3 360	-6 545
		Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro		
	PÁ _{CMEC,t}	Parcela de Acerto dos CMEC	-137 983	3 666
		Devolução de valores do passado	-86 480	-21 871
		Reversão serviços sistema	-72 900	0
		Regularização ajustamento parcela acerto	-819	0
		Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948
		Ajustamentos	3 268	6 589
	CP _{CMEC,t}	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PĀ _{CMEC,t}	Componente de alisamento dos CMEC	98	1 146
		Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-14 876	-3 427
		Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	14 975	4 573
		Custos com a aplicação da tarifa social		
(-)		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	-43 913
(+)	EST _{pol,t}	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	86 415	209 170
	C _{CVEE,t} ^{Sust}	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-47 410	75 601
	EST _t ^F	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	34 597	34 574
	EST _{pol,t} ^{CEG}	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	99 227	98 994
(+)		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	-1 309	-931
		em NT	-43	10
		em BTE	-47	-16
		em BT	-1 219	-926
(+)		Sobreprojeito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro	-2 255	-270
B		Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	284 055	300 583
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	286 446	293 958
(-)		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	-6 625
C		Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC	1 189	1 360
(+)		Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC	1 225	1 309
(-)		Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	36	-52
D	A + B + C	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	2 298 601	78 144
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-119 444	-115 136

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 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 2020 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 2020.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2022, 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 2022 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 2022 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 2020, 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 2021, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 4-41 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR
		2020
A = a + b + c + d + e + f + g - h	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS	1 786 738
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	578 929
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 260 164
(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	832 877
(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	427 287
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-102 623
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	CMEC	-604
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	98 865
(4)	Acerto da parcela fixa de 2012 decorrente da alteração tx juro	-99 016
(6)	Componente de alisamento dos CMEC	-453
	Correção de hidráulicidade	0
e	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	64 892
	Custos no âmbito da sustentabilidade mercados	-69 128
	Custos ou proveitos alínea a) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	34 606
	Custos ou proveitos alínea b) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	99 414
f	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	-4 070
	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	-568
	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	-697
	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	-2 805
g	Sobreproveito Tarifas transitórias	-2 132
h	Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	7 818
B	Proveitos facturados pela E-Redes por aplicação da UGS	1 736 890
C	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	-6 025
D = [B] - [A] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	-43 823
E = [[D x (1+i_{t-2}^D)]x (1+i_{t-1}^D)]	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em t-2	-43 913
F = I - J	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	244 317
i	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	240 710
j	Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-3 607
G	Proveitos facturados pela E-Redes por aplicação da URT	237 705
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	-6 612
I = [[H x (1+i_{t-2}^D)]x (1+i_{t-1}^D)]	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de URT facturados em t-2	-6 625
J = k - l	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC	1 346
k	Proveitos permitidos ao OLMC no âmbito da actividade OLMC	1 264
l	Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	-82
K	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da TOLMC	1 294
L = [K] - [J]	Desvio de proveitos por aplicação da TOLMC pelo ORD	-52
M = [[L x (1+i_{t-2}^D)]x (1+i_{t-1}^D)]	Ajustamento em t, dos proveitos da tarifa de OLMC facturados em t-2	-52
i _{t-2} ^D	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,194%
i _{t-1} ^D	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,011%

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 2020 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2020.

Este montante é atualizado para 2021 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2020 acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2021, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais.

Deste modo, o valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 3 885 mil euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-42 - Ajustamento da Tarifa Social de 2020

		Unidade: 10 ³ EUR
		2020
A	Montante transferido pelo ORD do valor previsto da tarifa social em t-2	102 623
B	Desconto concedido pelo ORD no ano t-2	108 648
C = A - B	Desvio em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	-6 025
D	Ajustamento estimado em t-1 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	-9 921
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	0,194%
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	0,011%
$[(C * (1+i_{t-2})) * (1+i_{t-1})] - D * (1+i_{t-1})$	Ajustamento em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2	3 885

No exercício tarifário de 2021, os custos com a tarifa social estimados pela E-REDES para 2020 foram deduzidos do montante com juros de 2985,31 euros, entregues pelo comercializador Goldenergy à E-REDES no âmbito do processo de contraordenação da ERSE n.º 5/2017. Na informação real reportada pela E-REDES, foi possível confirmar que o desconto relativo à tarifa social de 2020 é líquido deste montante, tendo o mesmo sido incluído no cálculo do ajustamento.

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 t-1, por aplicação da tarifa social, no

âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema às entregas a clientes, é de -8,134 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-43 - Ajustamento da Tarifa Social de 2021

		Unidade: 10 ³ EUR
		2021
A	Montante estimado a transferir pelo ORT do valor previsto da tarifa social em t-1	119 444
B	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano t-1	111 311
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	0,011%
(A - B) * (1+i_{t-1})	Ajustamento em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de U	8 134

No que respeita ao financiamento da tarifa social do ano 2020, 2021, os ajustamentos dos montantes financiados por centro electroprodutor são apresentados no Anexo II. Estes quadros englobam o valor total de ajustamentos da tarifa social do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, referentes a 2020 e 2021.

Para este efeito, a ERSE considerou a informação sobre as potências instaladas dos centros electroprodutores, indicadas no ofício da DGEG de 28 de maio de 2021 e que se reporta no Anexo I deste documento.

Pelos motivos anteriormente referidos, os valores dos ajustamentos de 2018, 2019, 2020 e 2021 encontram-se sujeitos a possíveis revisões em função da finalização de interações com a DGEG, que permitam à ERSE obter elementos suscetíveis de levar a revisões da alocação do financiamento da tarifa social pelos diferentes centros electroprodutores.

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)⁵⁸, 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 capital⁵⁹ (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 inicia em 2022, a principal alteração introduzida consiste na aplicação de uma metodologia do tipo *revenue cap* ao TOTEX na atividade de DEE em AT/MT⁶⁰, 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 também o tratamento regulatório adotado relativamente a determinadas rúbricas de custos específicas que concorrem para a determinação dos proveitos permitidos da atividade de DEE em 2022.

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 rúbrica 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 rúbrica 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 2020 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.

⁵⁸ De uma forma simplista, corresponde aos gastos operacionais deduzido das amortizações.

⁵⁹ Corresponde á remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

⁶⁰ 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>.

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 agosto⁶¹, 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 2020 a E-REDES integrou 1 003 809 instalações em BT nas redes inteligentes, pelo que a rubrica de “outros custos não sujeitos a metas de eficiência” do Quadro 4-49, para o ano de 2020 real, inclui o montante corresponde do incentivo ISI, de 5 099 milhares de euros, de acordo com os parâmetros aplicáveis.

VALORES PREVISTOS NÃO SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

- Custos com rendas de concessão

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

Para 2021 as rendas de concessão, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, estimam-se em 262,6 milhões de euros.

- Planos de reestruturação de efetivos

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia⁶², 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.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2022 foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2020.

⁶¹ <https://www.erse.pt/ebooks/regulamentos-manuais-guias/eletricidade/regulamento-dos-servicos-das-redes-inteligentes-de-distribuicao-de-energia-eletrica/>

⁶² Metodologia discutida com a E-Redes, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efetivos aceites para 2022 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 4-44 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 +/- luros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 +/- luros)	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	Valores por recuperar	Anuidades	Renda Anual T 2022
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	1	7 639
Plano 2004	12 801	14 699	33 364	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	30 264	2	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	6 065	3	2 022
Total e acrescer aos proveitos permitidos	37 705	24 092	39 892	23 876	23 935	23 989	23 779	23 747	23 721	23 625	24 471	24 646	24 783	24 792	24 792	24 792	24 792	43 968		24 792

O Quadro 4-45 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 6,336 milhões de euros em 2022. Note-se que já não existem custos associados ao Plano PRRH.

Quadro 4-45 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos

Unidade: 10³ EUR

	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real	2015 real	2016 real	2017 real	2018 real	2019 real	2020 real	T2021	T2022
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 997	1 091	91	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	9 489	6 336
Total	58 735	51 510	44 482	37 633	33 432	29 712	24 552	20 092	16 255	13 167	10 384	9 489	6 336

* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/ Caixa Geral de Aposentações⁶³ no total de 1,433 milhões de euros.

Aproximando-se estes planos do seu término (data em que deixam de gerar custos ou benefícios), como se pode observar nos quadros anteriores, em 2020 entendeu-se realizar uma avaliação económica e financeira dos benefícios líquidos gerados por estes três planos de reestruturação de efetivos, que foram implementados desde 1998 pela E-REDES. Para esse efeito, a ERSE contratou a realização de um estudo à Faculdade de Economia do Porto (FEP), após um procedimento de consulta prévia direcionado a instituições de ensino superior.

⁶³ 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).

De um modo geral, o estudo conclui que, embora o valor real do benefício líquido total destes três planos possa ser inferior ao valor calculado pela E-REDES em determinados cenários de análise, a implementação destes planos gerou benefícios líquidos para o SEN. Como está patente no estudo da FEP, e em linha com o constatado pelas análises da ERSE constantes dos documentos de suporte a estas tarifas, os custos operacionais da empresa têm-se reduzido significativamente desde o início da regulação.

- 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 2022 o valor a considerar é de 37,356 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 2022 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, no montante de 9,819 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 4-46 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2021	Tarifas 2022
a = [1+(2x3)+(4x5/1000)]	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	111 076	
1	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	22 143	
2	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	0,97991	
3	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	45 112	
4	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	532,66444	
5	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 970	
b = 6 + [7*8] - 9	Custo com capital	220 339	
6	Amortizações dos activos fixos	149 683	
7	Valor médio dos activos fixos	1 677 623	
8	Taxa de remuneração dos activos fixos	4,85%	
9	Ajustamento t-1 CAPEX	10 640	
c=[10+(11*12)*1000+(13*14)*1000+(15*16)*1000+((17)*(18)+(19)*(20))/1000]	Custos totais líquidos aceites pela ERSE		368 584
10	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT		102 273
11	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))		1 447,62993
12	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%
13	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Milhões/Fator neutralização eficiência)		137,06385
14	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)		1,000
15	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Milhões/Taxa remuneração)		248,53317
16	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Condições de financiamento pós 2022 (%)		4,70%
17	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MVA)		3 381,15615
18	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em AT/MT - Potência Ligada de Produtores (MVA)		7 126
19	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)		301,48195
20	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)		84 355
d	Ajustamento t-1 CAPEX do período de regulação 2018-2021		-5 712
e	Ganhos e perdas atuariais	9 246	10 086
f	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	11 516	10 626
g	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	
h	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	
i	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-16 612	0
j	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	1 027	-10 207
A = a + b + c - d + e + f + g + h + i - j	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	334 539	405 214

Quadro 4-47 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT

		Tarifas 2021	Tarifas 2022
$a = \frac{[(1*2)1000+(3*4)+(5*6)+(7*8)]}{1000}$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2018-2021	370 567	
1	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	1 155,54944	
2	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Taxa de remuneração (%)	5,10%	
3	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MVA)	2182,34122	
4	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada	20 918	
5	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Km)	312,60706	
6	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede	145 497	
7	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	35,15674	
8	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes	6 273 281	
$b = \frac{[9+(10*11)*1000+(12*13)*1000+(14*15)*1000+(16*17)/1000]}$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE - período de regulação 2022-2025		338 224
9	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT		125 312
10	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/(Tx. Remuneração*fator neutralização eficiência))		966,35700
11	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%
12	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Fator neutralização eficiência)		92,64498
13	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - neutralização de eficiência pré 2022 (unidade)		1,000
14	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)		272,64942
15	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição em BT - Condições de financiamento pós 2022 (%)		4,70%
16	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)		9,76917
17	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número médio clientes		6 349 937
c	Ganhos e perdas atuariais	24 999	27 270
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	24 288	21 936
e	Custos com rendas de concessão	258 248	262 559
f	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	
g	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	
h	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-26	-9 819
i	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	6 515	3 751
B = a + b + c + d + e + f + g + h - i	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	671 561	636 419

Quadro 4-48 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2021	Tarifas 2022
A	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	334 539	405 214
B	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	671 561	636 419
C = A + B	Total de Proveitos Permitidos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica	1 006 100	1 041 633

Observa-se, no Quadro 4-48, um aumento dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 3,5% entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2022. Esta variação nos proveitos permitidos da atividade de DEE resulta do efeito combinado da redução dos proveitos permitidos da atividade de DEE em BT com o aumento, em maior grau, dos proveitos permitidos da atividade de DEE em AT/MT.

A redução de proveitos permitidos em BT deve-se, sobretudo, à revisão em baixa da base de custos TOTEX aplicável ao período de regulação 2022-2025, à devolução, na parcela de “outros custos não sujeitos a metas de eficiência”, dos proveitos suplementares obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, já referidos anteriormente, e do efeito do ajustamento de 2020, a devolver pela empresa. O aumento de proveitos da atividade de DEE em AT/MT resulta sobretudo da introdução de uma nova base de custos TOTEX, do efeito do ajustamento de 2020, a devolver à empresa, e da variação desfavorável da rubrica de “outros custos sujeitos a metas de eficiência”. Registe-se que, no ano anterior, esta rubrica incluía montantes a devolver às tarifas que não se verificaram este ano, nomeadamente associados à devolução de parte das mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018. Embora o efeito combinado das novas bases de custos TOTEX contribua para proveitos inferiores, o impacto desfavorável dos ajustamentos t-2 e t-1, bem como da rubrica de “outros custos sujeitos a metas de eficiência” acaba por levar a um ligeiro aumento dos proveitos totais.

4.4.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2020

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 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 2020 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 2020, 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 2020 com os previstos no cálculo das tarifas de 2020. O desvio a repercutir nas tarifas de 2022 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2020, de 977 milhões de euros (linhas B e J), e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 974 milhões de euros (linhas A e I), com os incentivos (-1,554 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 2022 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2020, acrescida de 0,50 pontos percentuais e a 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 4-49 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2020	Tarifas 2020
$a = [(1)+(2)x(3)]+(4)x(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	108 956	111 278
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	22 071	22 071
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	0,97676	0,97676
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	43 463	45 889
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	530,95042	530,95042
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 685	83 593
$b = (6) + [(7) \times (8)] - (9)$	Custo com capital	221 560	228 711
(6)	Amortizações dos ativos fixos	149 399	149 231
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 707 131	1 754 290
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,85%	5,13%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	10 563	10 563
c	Ganhos e perdas atuariais	8 782	8 782
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	11 967	12 200
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	-17 341	-18 058
h	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	13 930	13 930
A = a + b + c + d + e + f + g - h	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	319 995	328 983
B	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) ⁽¹⁾	320 528	
C = B - A	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	532	
D	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço ⁽²⁾	2 272	
E	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-2 172	
F = C - D - E	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica no ano t em AT/MT	433	
G	Acerto do capex	10 641	
H = [(F x (1+i_{t-2}⁰)) x (1+i_{t-1}⁰)] - G	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em AT/MT	-10 207	
$i = [(10) \times 1000 \times (11) + (12) \times (13) + (14) \times (15) + (16) \times (17)] / 1000$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	368 926	371 923
(10)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Milhões/Taxa remuneração)	1 151,831080	1 151,83108
(11)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Taxa de remuneração (%)	5,10%	5,38%
(12)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/MVA)	2 175,31881	2 175,31881
(13)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada	20 856	20 868
(14)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Km)	311,60114	311,60114
(15)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede	145 483	144 032
(16)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Cliente)	35,04361	35,04361
(17)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 264 464	6 267 821
j	Ganhos e perdas atuariais	23 743	23 743
k	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	24 776	25 954
l	Custos com rendas de concessão	261 159	263 622
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	-9 419	-9 852
p	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	15 051	15 051
I = l + j + k + l + m + n + o - p	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	654 134	660 338
J	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) ⁽¹⁾	656 224	
K = J - I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	2 090	
L	Incentivo à redução de perdas, em BT	-1 654	
M = K - L	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t em BT	3 744	
N	Acertos de anos anteriores	0	
O = [M + N x (1+i_{t-2}⁰)] x (1+i_{t-1}⁰)	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em BT	3 751	
P = H + O	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2	-6 456	
i_{t-2}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	0,194%	
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	0,011%	

(1) Inclui devolução de compensações não pagas a clientes, de acordo com o artigo 99.º do RQS (6,4 milhares de euros em BT), e faturação de consumo ilícito de energia no valor de 3,6 milhões de euros.

(2) Durante o ano 2021, 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 2018, pelo que a Componente 1 é reduzida do montante de 74 625,60 euros. Este montante, acrescido de juros, foi devolvido aos consumidores através de uma dedução equivalente ao valor do incentivo de 2020.

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

Estando em 2020 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 2020 (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 2020 (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 2020.

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

O Quadro 4-50 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE em AT/MT, comparando os valores previstos em tarifas de 2020 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 mantém a remuneração do CAPEX com base numa metodologia de custos aceites.

Quadro 4-50 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2020 (1)	Tarifas 2020 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)	
Ativo Fixo Bruto				
Saldo Inicial (1)	6 345 954	6 465 517		
Investimento Directo	9 565	14 577		
Transferências para Exploração	139 563	160 496		
Reclassificações, alienações e abates	-31 245	0		
Saldo Final (2)	6 463 838	6 640 591	-2,7%	
Amortização Acumulada				
Saldo Inicial (3)	4 152 595	4 204 400		
Amortizações do Exercício	183 882	182 830		
Regularizações	-41 064	0		
Saldo Final (4)	4 295 414	4 387 229	-2,1%	
Comparticipações				
Saldo inicial líquido (5)	482 755	506 653		
Comparticipações do ano	16 494	26 190		
Amortização do ano	34 483	33 599		
Regularizações	0	0		
Saldo Final (6)	464 765	499 244	-6,9%	
Ativo líquido a remunerar				
Valor de 2019	(7) = (1) - (3) - (5)	1 710 604	1 754 464	-2,5%
Valor de 2020	(8) = (2) - (4) - (6)	1 703 659	1 754 117	-2,9%
Ativo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	1 707 131	1 754 290	-2,7%

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 2020 foi de 5,13% 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 4,85%.

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 2020 é inferior ao valor calculado para tarifas 2020. Esta situação é justificada pela evolução do indutor de custo de energia distribuída, conforme se observa no quadro seguinte, que registou uma queda acentuada em 2020 em virtude dos efeitos da pandemia COVID-19.

Relativamente ao TOTEX em BT, o valor aceite para 2020 é ligeiramente inferior ao valor calculado para tarifas 2020. Esta situação é justificada, sobretudo, pela evolução do indutor de condições de financiamento, conforme se observa no quadro seguinte.

Quadro 4-51- Evolução dos indutores de custos no OPEX em AT/MT e no TOTEX em BT

	2020	Tarifas 2020	Desvio [(T-2) - (Tarifas T-2)]	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	43 463	45 889	-2 427	-5,3%
Extensão da rede (km)	83 685	83 593	92	0,1%
Redes de BT				
Condições de financiamento (%)	5,10%	5,38%	-0,29%	-5,3%
Potência instalada (MVA)	20 856	20 868	-12	-0,1%
Extensão da rede (km)	145 483	144 032	1 451	1,0%
Clientes (número)	6 264 464	6 267 821	-3 357	-0,1%

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 2020 um peso de cerca de 49% 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, 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 5,3 milhões de euros, referente à diferença entre os ganhos reais obtidos em 2020 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 telecomunicações⁶⁴.

Como referido anteriormente, esta rúbrica inclui a atribuição à empresa do incentivo ISI, no montante de 5 099 milhares de euros, correspondente à integração de 1 003 809 instalações em BT nas redes inteligentes durante o ano de 2020, de acordo com o mecanismo estipulado no Regulamento n.º 610/2019, de 2 de agosto.

Por fim, consideram-se também nesta rúbrica os custos do GIG faturados ao operador da rede de distribuição em 2020, no montante de 1 365 milhares de euros. 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».

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2021 da DEE, para o nível de tensão de AT/MT, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano. O valor total a devolver à empresa, que decorre do aumento dos valores de amortizações e de ativo a remunerar, é de cerca de 5,7 milhões de euros, para as atividades da DEE em AT/MT, conforme apresentado no quadro seguinte.

Refira-se que, uma vez que para o período de regulação 2018-2021 se alterou a metodologia de regulação da atividade de DEE em BT para *price cap* aplicado ao TOTEX, em tarifas de 2022 não se aplica o ajustamento provisório do CAPEX a esse nível de tensão.

⁶⁴ Esta devolução já estava prevista no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico”, de dezembro de 2018.

Quadro 4-52 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2021 da DEE em AT/MT

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2021	Tarifas 2022
1	Amortizações dos activos fixos	149 683	156 138
2	Valor médio dos activos fixos	1 677 623	1 693 805
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	4,85%	4,76%
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	230 978	236 689
B = A _{t-1} - A _{t-1 em t-1}	Ajustamento AT/MT sem juros		-5 711
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2021 acrescida de <i>spread</i>		0,011%
C = (1 + i _{t-1D})*B	Ajustamento AT/MT com juros		-5 712

MECANISMO DE INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE

O 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, estabelece o incentivo ao investimento em rede inteligente, que foi desenhado pela ERSE para estimular o operador da rede de distribuição a realizar projetos piloto e investimentos nas redes de distribuição, enquadrados no conceito de redes inteligentes. A formulação e parâmetros deste incentivo foram revistos para o período de regulação 2018-2021, de modo a simplificar a sua aplicação e a aumentar o retorno proporcionado ao operador, embora mantendo o princípio de partilha, entre o operador da rede de distribuição e os clientes de energia eléctrica, dos benefícios que efetivamente ocorram em resultado do investimento em redes inteligentes.

Refira-se que na ótica dos proveitos permitidos, a valorização deste incentivo tem como ponto de partida os benefícios previsionais, indicados pelo operador na candidatura dos projetos, e torna-se definitivo quando a empresa demonstrar a concretização destes benefícios ao longo da vigência do incentivo (6 anos).

Desde que foi introduzido o formato do incentivo às redes inteligentes baseado na partilha de benefícios, foi apresentado pela E-REDES apenas um projeto, que foi aceite pela ERSE, tendo os montantes previsionais do incentivo correspondente sido incluídos no cálculo tarifário de 2017. O projeto em causa consistiu na instalação de diversos equipamentos na rede de MT, designados OCR3, que associados a um sistema de controlo e telecomando permitem reduzir as interrupções na rede de distribuição em caso de defeito, resultando em ganhos ao nível da qualidade de serviço.

No entanto, como para 2019, 2020 e 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, 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 101⁶⁵.

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.

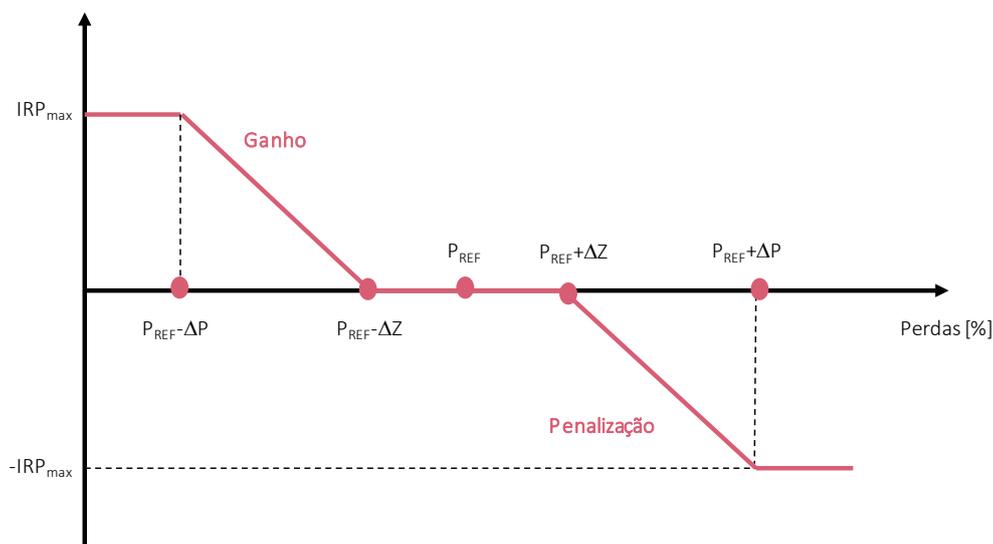
a) Aplicação do mecanismo durante o período de regulação 2018-2021

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período de regulação 2018-2021 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 4-11, tendo em consideração os seguintes parâmetros:

- Valor das perdas de referência, P_{REF} .
- Parâmetro de valorização unitária das perdas, Vp .
- Variação máxima (ΔP), 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).

⁶⁵ <https://www.erse.pt/media/mhunxjde/documento-justificativo.pdf>.

Figura 4-11 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição



b) Parâmetros do incentivo no período de regulação 2018-2021

Na sequência da revisão regulamentar ocorrida em 2017, a ERSE decidiu adotar para o período de regulação 2018-2021 os parâmetros que vigoraram no último ano do período de regulação 2015-2017, ou seja:

- Manter inalterado para o período de regulação 2018-2021, face ao período de regulação anterior, o valor das perdas de referência, fixado em 7,80%.
- Estabelecer, para o período de regulação 2018-2021, 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 de regulação 2018-2021, o valor de 1,2% para ΔZ .
- Manter o carácter simétrico da banda (ΔP) e fixar o valor de ΔP em 3,0% acima do valor anual estabelecido para a banda morta ($\Delta P = \Delta Z + 3,0\%$).

O Quadro 4-53 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2018-2021.

Quadro 4-53 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período de regulação 2018-2021

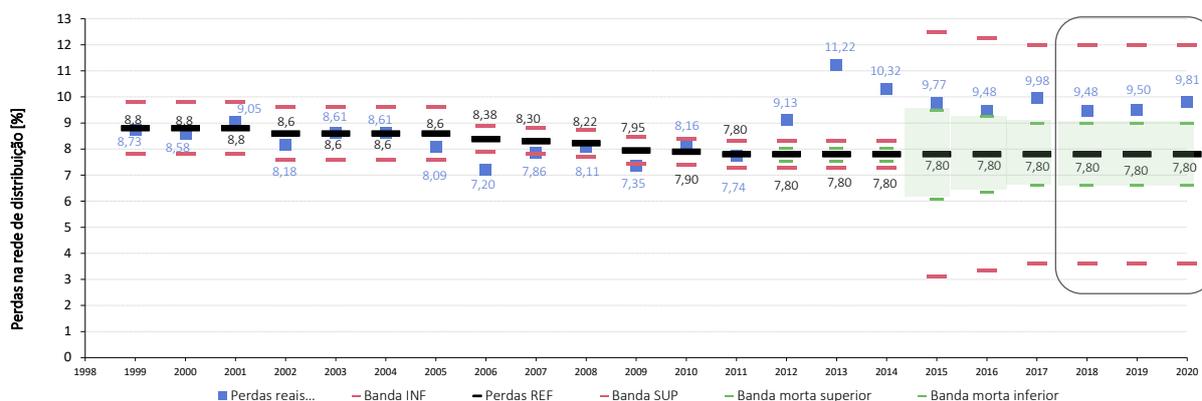
	Período de regulação 2018-2021
Valor das perdas de referência (%)	7,80
Valor de ΔZ (%)	1,20
Valor de ΔP (%)	4,20

Fonte: ERSE

c) 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 4-12 apresenta a evolução das perdas nas redes de distribuição, verificadas entre 1999 e 2020, no seu referencial de saída.

Figura 4-12 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída



d) Evolução da valorização das perdas

O Quadro 4-54 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2020, face aos valores de referência, bem como os valores a pagar pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas (V_p), fixado pela ERSE.

Quadro 4-54 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período de regulação 2018-2020

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

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2020, foi utilizado um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário (33,99 EUR/MWh), que resultou no valor de 11,33 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 (9,81%) e o valor superior da banda morta (9,00%) foi de 0,81pp. Assim, o valor da penalidade é 3,826 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 4-13 - 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 ao consumo ilícito, o balanço de energia elétrica passou a considerar a recuperação de energia associada a consumo ilícito, e cuja faturação é devolvida ao sistema através dos ajustamentos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica⁶⁶, traduzindo-se em 3,635 milhões de euros devolvidos em 2020.

Assim, o balanço de energia elétrica de 2020 integra a recuperação de 28,9 GWh de energia associada a consumo ilícito, resultado da ação do referido centro.

MECANISMO DE INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

O artigo 131.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, 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]

⁶⁶ Quadro 4-49 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

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:

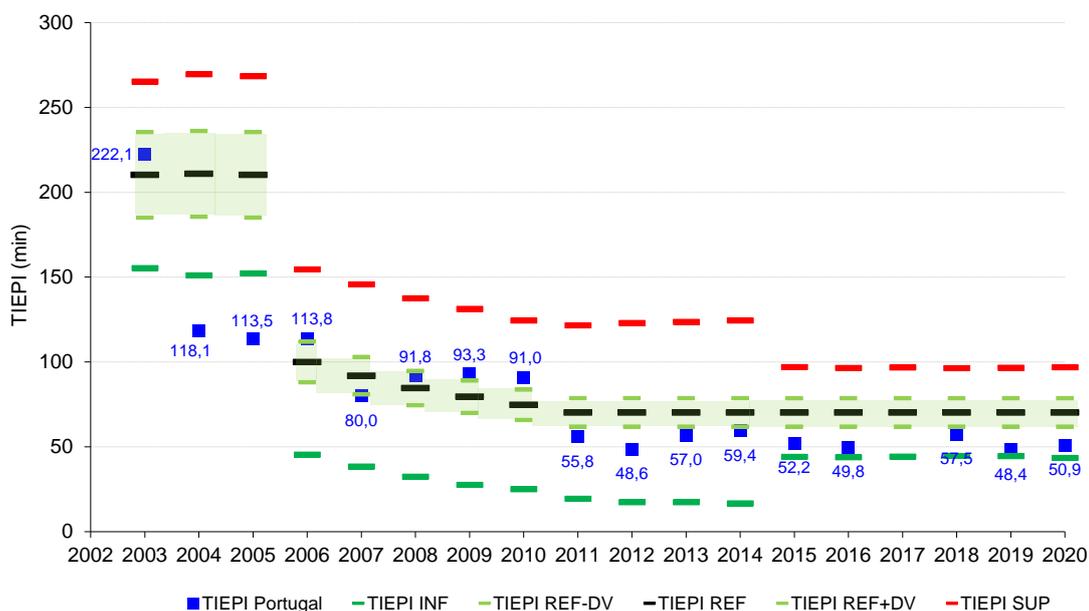
$$END=ED \times TIEPI/T$$

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 Excepcionais.

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 4-14 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 4-14 - 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 2020, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2020, através da Diretiva n.º 3/2020 de 17 de fevereiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-55.

Quadro 4-55- Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2020

END_{REF}	$0,000133 \times ED$
ΔV	$0,12 \times END_{REF}$
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 2020 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 4-56 apresenta o modo de determinação da *END* em 2020, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2020 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 4-56 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2020

Valores de energia activa 2020	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTATMR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 391 334,20	22 318 306,06	13 109 372,41	6 382 312,92	48 201 325,59
W_{CMATMR} : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	7 615,38	20 491,21	16 352,29	11 411,99	55 870,88
W_{CMATML} : vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	169 562,51	1 021 994,39	772 753,71	441 190,43	2 405 501,04
$W_{RNTAT} = W_{RNTATMR} + W_{CMATMR}$ (MWh)	6 214 156,31	21 275 820,46	12 320 266,41	5 929 710,50	45 739 953,67
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)	6 115 091,82	20 969 663,37	12 172 973,43	5 870 419,27	45 128 147,89
W_{CATMR} : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
W_{CATML} : vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	721 512,21	2 885 054,10	2 006 336,32	1 138 254,86	6 751 157,49
$W_{CAT} = W_{CATMR} + W_{CATML}$ (MWh)	721 512,21	2 885 054,10	2 006 336,32	1 138 254,86	6 751 157,49
$[W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 393 579,62	18 084 609,27	10 166 637,11	4 732 164,40	38 376 990,40
$ED = [(W_{RNTAT}) \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					38 376 990,40
TIEPI (min)					50,94
TIEPI (h)					0,85
T (h)					8 784,00
$END = ED \times TIEPI / T$ (MWh)					3 709,50

Com base no valor de ED em 2020 obtêm-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-57.

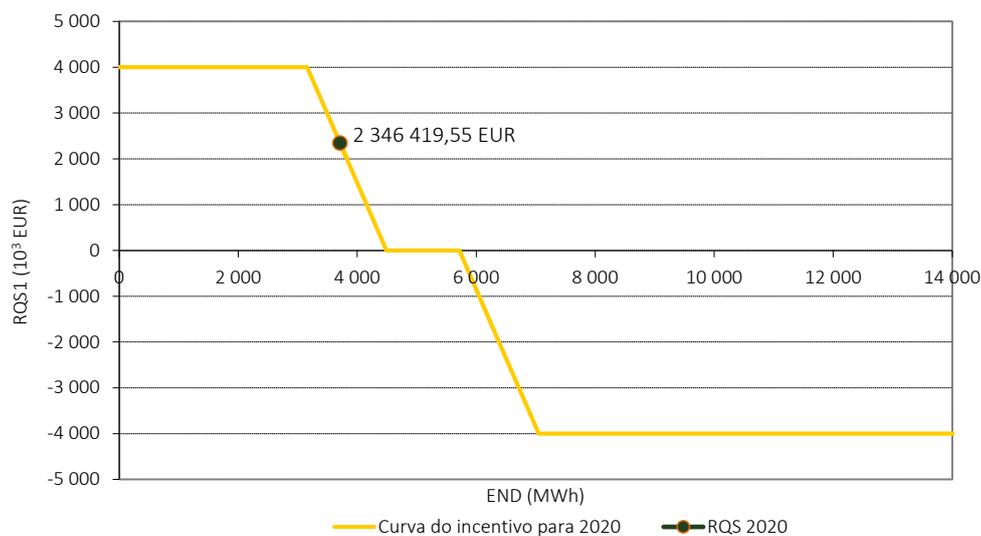
Quadro 4-57 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2020

END (MWh)	3 709,50
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$ (MWh)	5 104,14
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$ (MWh)	612,50
$END_{REF} - \Delta V$ (MWh)	4 491,64
$END_{REF} + \Delta V$ (MWh)	5 716,64

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2020 inferior a $END_{REF} - \Delta V$, o valor da Componente 1 do incentivo constitui um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 2 346 419,55 euros.

A Figura 4-15 contém uma representação gráfica da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2020, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 4-15- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2020



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 2020, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2020, através da Diretiva n.º 3/2020 de 17 de fevereiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-58.

Quadro 4-58 - Parâmetros da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em 2020

SAIDI MT 5% _{REF 2020}	(min)	470,00
ΔS	(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:

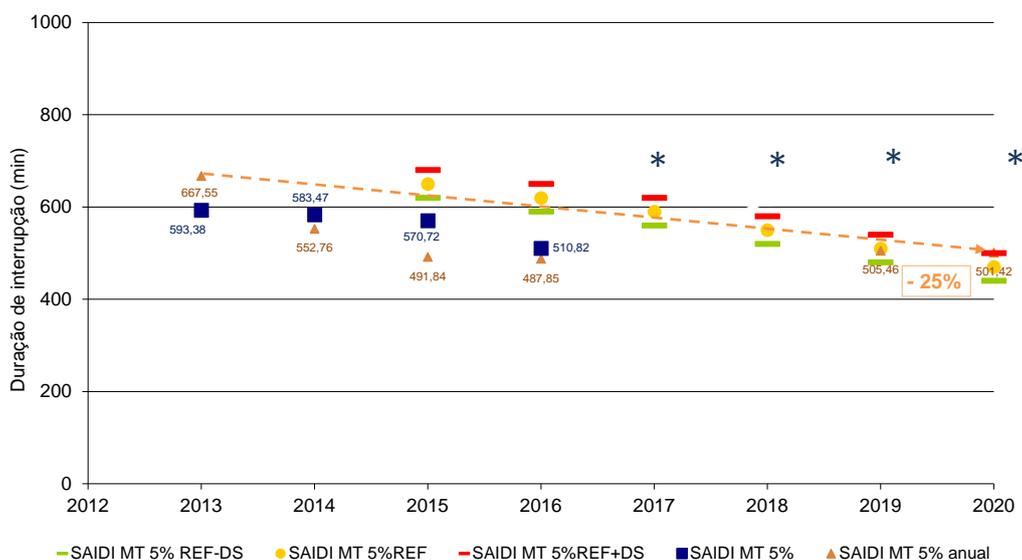
- Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem na rede

nacional de transporte, 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 a partir de 2019 instalações de produção.

A Figura 4-16 apresenta a evolução do indicador do SAIDI MT 5% para os anos de 2013 a 2020, e o seu enquadramento nos limites definidos para a “Componente 2” do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para os anos de 2015 a 2020.

Figura 4-16 - Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT



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

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

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%₂₀₁₈; SAIDI MT 5%₂₀₁₉; SAIDI MT 5%₂₀₂₀) e uma vez que o valor do SAIDI MT 5%₂₀₁₈ não foi ainda determinado, pelo facto de existir um pedido de classificação como EE com decisão suspensa, devido à questão da imputabilidade da origem e da propagação do incêndio à E-REDES que ainda se encontrar em apreciação em sede criminal; a ERSE decidiu, à semelhança da decisão tomada no ano passado, suspender a aplicação da Componente 2 do incentivo relativamente ao ano de 2020, a atribuir à E-REDES. Após a decisão final sobre a classificação do evento ocorrido em 2018 haverá lugar ao cálculo do valor deste incentivo com consequências nas tarifas subsequentes.

Montante Total do Incentivo para 2020

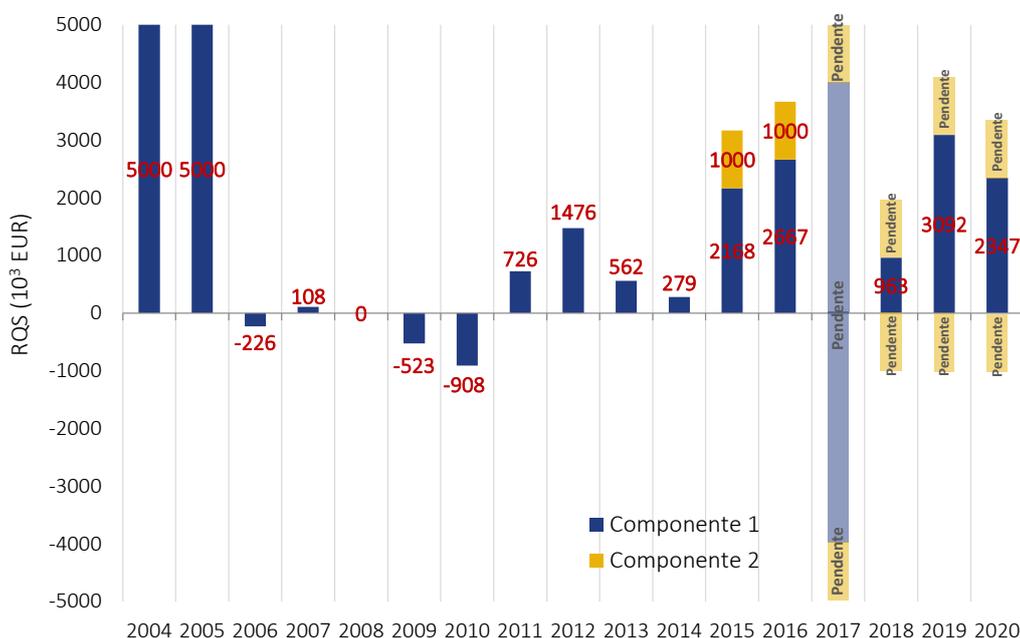
O Quadro 4-59 apresenta os valores dos montantes do incentivo à continuidade de serviço para 2020.

Quadro 4-59 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2020

Montante Componente 1	(euros)	2 346 419,55
Montante Componente 2	(euros)	montante suspenso

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 4-17.

Figura 4-17 – Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço



Nota: durante o ano 2021, 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 2018, pelo que a Componente 1 é reduzida do montante de 74 625,60 euros. Este montante, acrescido de juros, foi devolvido aos consumidores através de uma dedução equivalente ao valor do incentivo de 2020 incorporado nos ajustamentos da atividade de DEE, como observado no Quadro 4-49.

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.

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 mais recentes 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 novas competências que lhe foram atribuídas - facilitador de mercado e gestão dos leilões solares – que também contribuem para um aumento dos recursos técnicos e humanos da empresa.

Neste contexto, a estrutura de custos da empresa altera-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, na preparação do novo período de regulação e em linha com as alterações propostas e aceites na revisão regulamentar do setor elétrico, os proveitos permitidos da atividade de comercialização de último recurso passam a incluir uma componente de remuneração de ativo.

Relativamente aos investimentos em sistemas de informação é de salientar que se encontra em curso uma auditoria, realizada por entidade independente que pretende avaliar a racionalidade económica dos investimentos efetuados em sistemas de informação face às necessidades da empresa e tendo em conta o decréscimo de atividade prevista para o CUR em sequência da transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. Esta auditoria tem igualmente como objetivo garantir a inexistência de duplicação de custos ou de custos excessivos resultantes das novas atividades, face aos serviços já prestados na empresa e face aos recursos alocados às novas unidades criadas para assegurar o cumprimento das novas competências do CUR.

Face ao exposto, os valores de investimento e os gastos associados às novas atividades poderão ser alterados em conformidade com as conclusões desta auditoria. No caso particular da atividade de facilitador de mercado, sendo a mesma uma atividade não regulada, os respetivos gastos e proveitos não poderão ser repercutidos nos proveitos do CUR.

4.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

4.5.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração garantida, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para o CUR satisfazer os fornecimentos aos seus clientes.

A atividade de CVEE comporta duas funções, 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.

Esta desagregação tem 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 a clientes.

CUSTOS COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NOS MERCADOS ORGANIZADOS

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.

Adicionalmente, o CUR tem a obrigação de adquirir a energia aos produtores em regime especial, a qual deve, em cada hora, ser descontada na sua carteira de consumos.

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 2021 e as previsões para 2022 consideradas pela ERSE neste exercício tarifário, encontram-se no documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2022».

Quadro 4-60 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2022	
	2019	2020	2021	2022
= Total das Aquisições do CUR	3 088	2 804	2 579	2 240
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	385 14,5%	345 14,3%	289 12,8%	276 14,3%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	45 1,7%	46 1,9%	36 1,6%	34 1,8%
= Total dos Fornecimentos do CUR	2 658	2 413	2 254	1 930

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA À PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

No Quadro 4-61 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida previsto pela ERSE para 2022, por tecnologia, e respetivas quantidades de energia.

Em resposta à questão da SU Eletricidade à cerca do enquadramento dos produtores fotovoltaicos com remuneração garantida cujos títulos de reserva de capacidade foram atribuídos no âmbito do leilão solar de julho de 2019, importa esclarecer que o entendimento da ERSE é que estes produtores falham o enquadramento do Decreto-Lei n.º 189/88 uma vez que o concurso ocorreu em 2019, vários anos depois da revogação do supra citado decreto-lei e o concurso não se encontra abrangido por nenhuma das exceções do mesmo. Assim, necessariamente, falham o Decreto-Lei n.º 90/2006. Deste modo, a publicação dos dados referentes à tecnologia fotovoltaica teve de ser separada entre os valores referentes aos produtores enquadrados no Decreto-Lei n.º 90/2006 (Fotovoltaica PRE 1) e aos que não estão enquadrados no decreto-lei referido (Fotovoltaica PRE 2).

Mais se acrescenta, que a SU Eletricidade coloca a mesma questão em relação aos produtores que constituem a carteira do Facilitador de Mercado e às Unidades de Pequena Produção (UPP), ao abrigo do

Decreto-Lei n.º 76/2019, de 3 de junho, enquadradas como PRE. Em ambos os casos, o entendimento da ERSE é que estes não se encontram abrangidos pelo Decreto-Lei n.º 90/2006.

Quadro 4-61 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida

	Tarifas 2022				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (EUR/MWh)	Custo Total (10 ³ EUR)	⁽³⁾ Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRE (EUR/MWh)	Diferencial de custo PRE do ano (10 ³ EUR)
PRE 1 ⁽¹⁾	16 052	94,3	1 513 612		110 901
Eólicas	12 681	83,3	1 056 808	87,39	-51 354
Hídricas	759	96,9	73 582	87,39	7 255
Biogás	209	114,0	23 826	87,39	5 561
Biomassa	1 354	120,5	163 061	87,39	44 763
Fotovoltaica PRE 1	503	291,4	146 528	87,39	102 583
Eolica OffShore	76	133,4	10 149	87,39	3 499
Ondas	0	0,0	0	87,39	0
RSU	470	84,4	39 659	87,39	-1 406
PRE 2 ⁽²⁾	6 521	83,4	543 662		-26 213
Térmica - Cogeração (NFER)	3 814	80,2	306 036	87,39	-27 293
Térmica - Cogeração (FER)	1 893	94,4	178 644	87,39	13 194
Micro/Mini/UPAC/UPP	360	136,1	48 997	87,39	17 548
Fotovoltaica PRE 2	454	22,0	9 985	87,39	-29 662
Total da Produção em Regime Especial	22 573	91,1	2 057 274		84 687

Notas: (1) PRE 1 - PRE com remuneração garantida, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio.

(2) PRE 2 - PRE com remuneração garantida, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio.

(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 4-18 apresenta a evolução da produção em regime especial com remuneração garantida adquirida pelo CUR, desagregada por tecnologias, que ocorreu no período de 2002 a 2020, as produções estimadas para 2021 e as previstas para 2022. 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. Em 2013 e 2014, voltou a observar-se um acréscimo da produção em regime especial com remuneração garantida, decorrente não só do aumento da potência instalada, mas sobretudo devido a fatores climatéricos

ocorridos nestes dois anos, que influenciaram a produção eólica e hídrica. Em 2015 verificou-se um decréscimo do total de PRE injetada na rede, justificado maioritariamente por fatores climatéricos que originaram baixas eolicidade e hidraulicidade, bem como pela redução da produção de cogeração. Entre 2016 e 2018, a potência total de produtores em regime especial com remuneração garantida não se alterou substancialmente, mas diferentes fatores de utilização da potência instalada ocorridos nesses anos, quer na produção de origem renovável, quer na produção das cogerações, originaram as oscilações substanciais observadas no total da produção em regime especial adquirida pelo CUR. Em 2019, o crescimento ocorrido é justificado principalmente pelo aumento da produtividade eólica, havendo também um contributo da entrada em exploração de cerca de 200MW adicionais de PRE com remuneração garantida neste ano, dos quais cerca de 100MW de biomassa. Em 2020, fruto da menor produtividade de energia Eólica, ocorre um decréscimo da PRE. Nesse ano, em sentido inverso esteve a produção de biomassa que contribuiu com um aumento significativo.

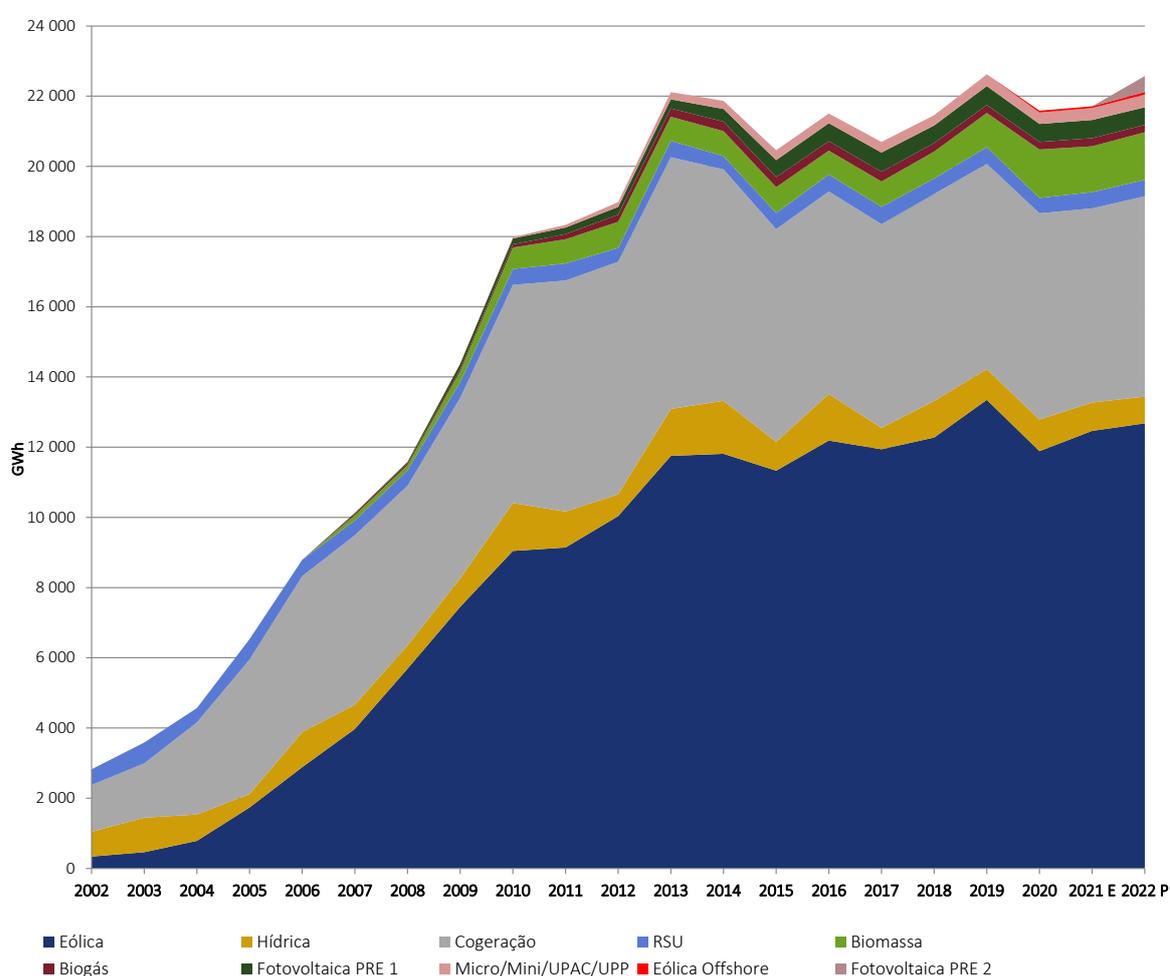
Para 2021, a ERSE considerou uma estimativa que incorpora dados reais recentes da produção de PRE com remuneração garantida conhecida até à presente data. Os principais fatores considerados nesta estimativa foram os seguintes:

- redução da PRE Hídrica, tendo em conta a ponderação do número de meses já decorridos e a variação acumulada até novembro de 2021 de -11% face ao período homólogo de 2020, associada à diminuição da potência instalada de produtores hídricos com remuneração garantida, embora se tenha transitado de um ano tendencialmente húmido para ano médio ($IPH_{Acum.Novembro2021}$ de 1,01 face a $IPH_{Acum.Novembro2020}$ de 0,97 - fonte REN);
- aumento da PRE Eólica, atendendo a ponderação do número de meses já decorridos e a produção acumulada até novembro de 2021 de 5,3% (fonte REN) face ao período homólogo de 2020, o que se deve ao aumento do índice de produtividade eólica e da potência instalada em 2021;
- diminuição da injeção na rede das tecnologias de PRE de base térmica (Cogeração, Biogás, Biomassa, Resíduos Sólidos Urbanos), cuja produção agregada acumulada até outubro de 2021 decresceu cerca de 3,5%, de acordo com os dados de faturação mais recentes;
- 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 2021 terá um aumento de 0,6% face ao ocorrido em 2020.

Em 2022, 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. Deste modo, esta previsão resulta num acréscimo de 4% do total da produção em regime especial com remuneração garantida em 2022 face à estimativa da ERSE para 2021.

Figura 4-18 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida



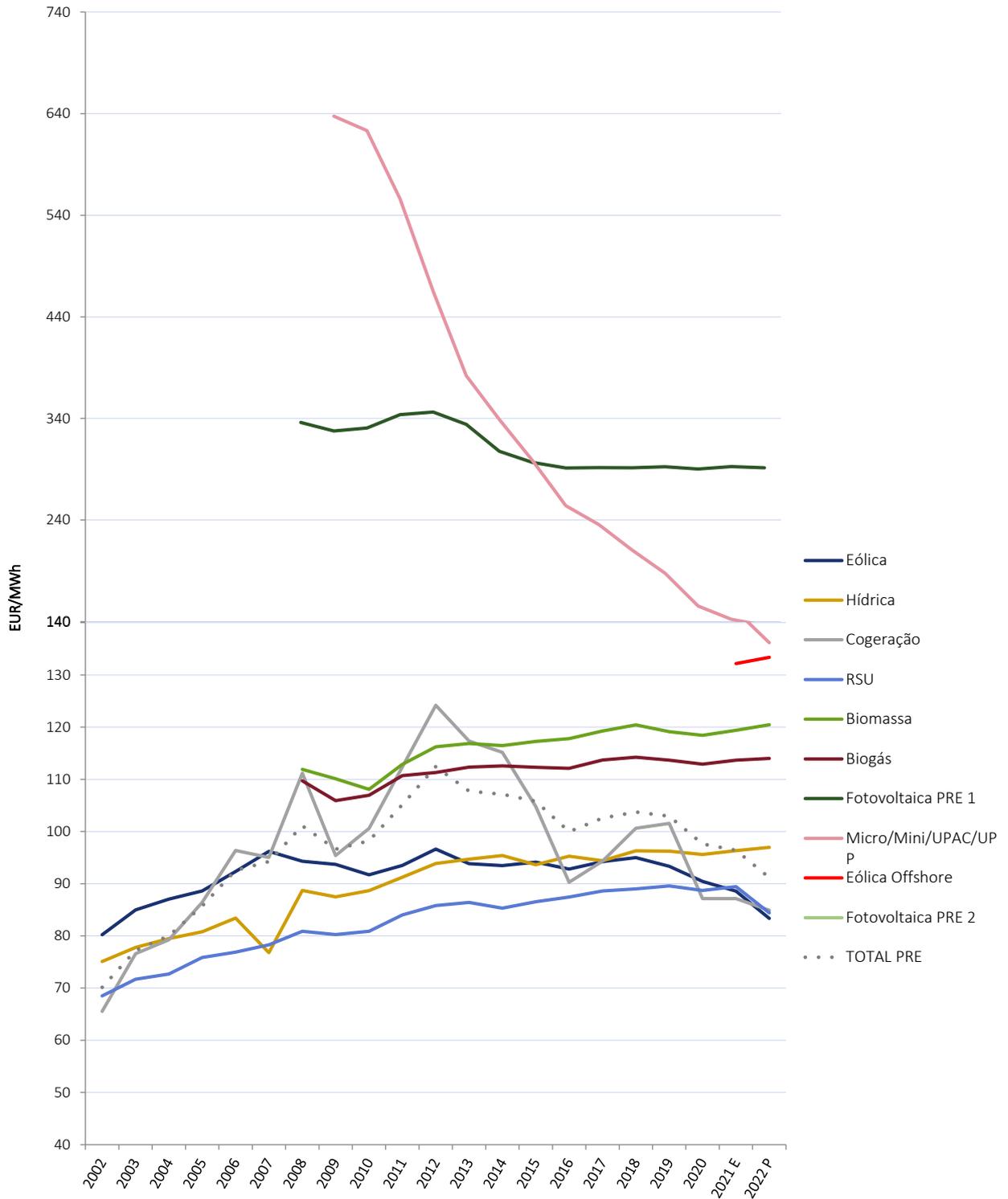
Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 4-19 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2002 e 2020 (valores ocorridos), a estimativa para 2021 e a previsão para 2022. Em termos unitários, o preço médio da energia proveniente de PRE com remuneração garantida apresentou, entre 2002 e 2020, uma taxa média anual de crescimento de 2,0%.

Para 2021 e 2022, este preço médio de aquisição da PRE com remuneração garantida deverá decrescer 1,2% e 5,5%, respetivamente. Por tecnologias, salienta-se:

- decréscimo do preço unitário da eólica, que em grande medida é determinado 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 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 baixos, tendo em conta a melhor informação disponível;
- a fotovoltaica PRE 1 mantém a evolução dos anos anteriores, em função do IPC (sem habitação). O valor do preço da tecnologia fotovoltaica agregada apresenta um decréscimo acentuado em 2022, em resultado do início da exploração de centrais cuja ligação à rede foi atribuída no leilão de solar realizado em 2019;
- decréscimo previsto para o preço da cogeração não renovável, resulta essencialmente da saída de produtores do regime bonificado, pela alteração de regime remuneratório de vários cogeneradores decorrente da portaria 140/2012;
- prolongamento da remuneração garantida do RSU, através da Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, que manteve o preço unitário desta tecnologia até ao final de 2020 e prevê a atribuição de um prémio sobre o preço de mercado, que decresce gradualmente até 2023, extinguindo-se em 2024;
- 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;
- nas restantes tecnologias, estima-se que o preço médio unitário evolua em 2021 e 2022, em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a sua remuneração (IPC sem habitação).

Figura 4-19 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRE com remuneração garantida

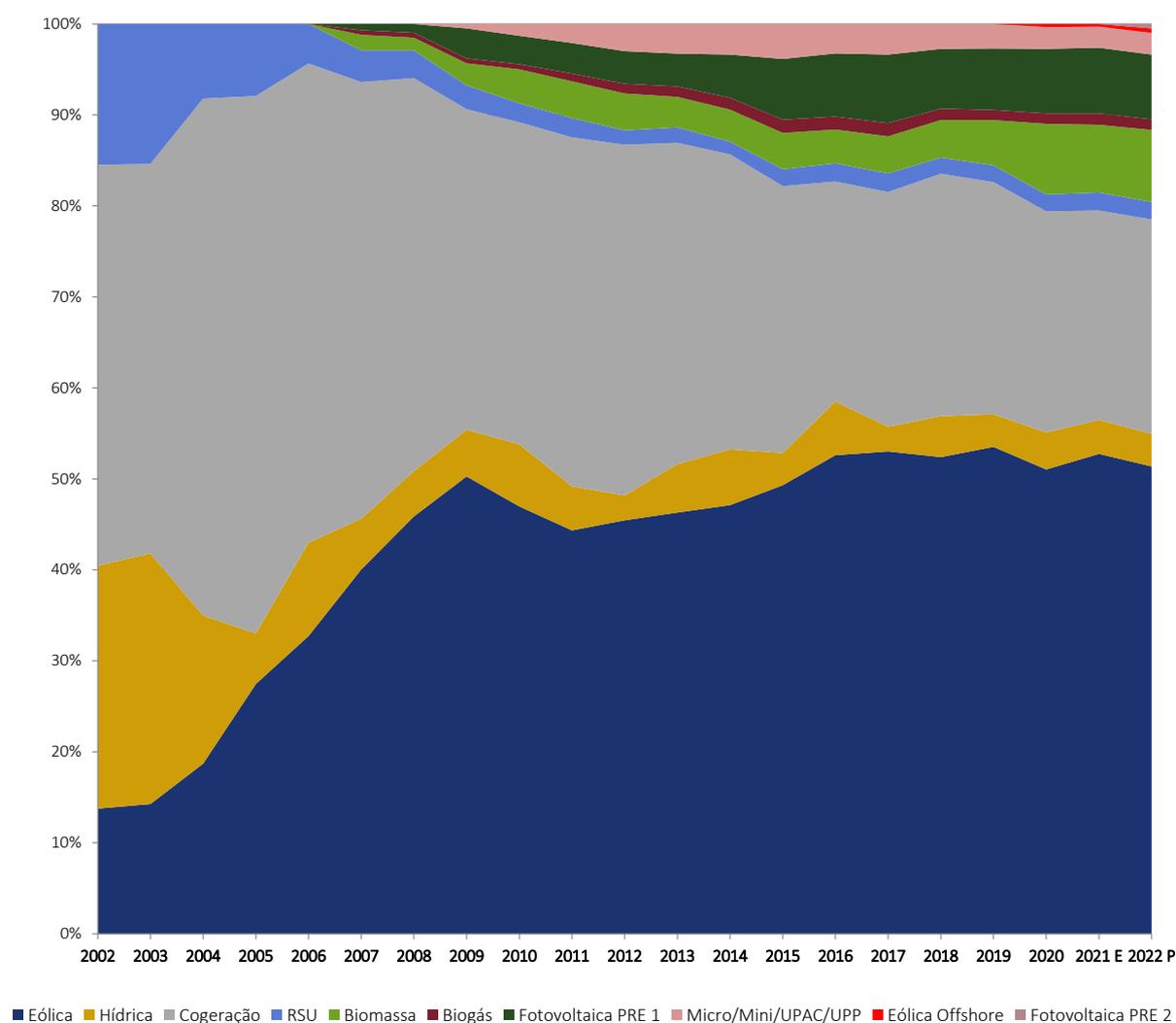


Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 4-20 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE. Verifica-se que as tecnologias que destacadamente têm maior produção (eólica e cogeração) 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, nota-se uma tendência de estabilização dos pesos dos custos da PRE por tecnologia, que decorre das menores variações da potência instalada destes produtores. A partir de 2020 e subsequentes anos, 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, deverá provocar alterações na repartição dos custos por tecnologia apresentados nesta figura.

Figura 4-20 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE com remuneração garantida



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

CUSTO MÉDIO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

Os pressupostos subjacentes ao custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes de 105,50€/MWh, previsto para 2022, 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 4-62 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2021	Tarifas 2022
A=(1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	122 783	236 305,2
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios de carteira e serviços de sistema) (EUR/MWh)	49,52	105,50
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	2 479	2 240
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	3 269	3 461
C	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-1	46 741	-67 433
D	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2	-450	-9 335
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	1 119	1 167
F = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes	78 643	315 368
G = - [(C) + (D) + (E)]	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados	-47 410	75 601
H = (F) - (G)	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE	126 053	239 766

Tal como referido aquando da análise da função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, encontra-se em curso uma auditoria na SU Eletricidade que pretende avaliar a racionalidade económica dos investimentos em sistemas de informação, bem como avaliar os gastos associados às novas atividades do CUR. Os resultados desta auditoria levarão ou não a alterar a aceitação destes investimentos agora incluídos nos proveitos permitidos do CUR.

4.5.1.2 AJUSTAMENTOS

Para além dos proveitos permitidos do ano são ainda recuperados por esta atividade os seguintes ajustamentos:

- o ajustamento provisório da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, referente ao ano de 2021;
- os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2020;
- o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2020.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2020 e 2021.

Quadro 4-63 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2021	Tarifas 2022
A	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEE FC, referente a t-1	46 741	-67 433
B	Ajustamento da tarifa de energia, referente a t-2	-450	-9 335
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, referente a t-2	1 119	1 167
D = (A) + (B) + (C)	Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos do ano 2022	47 410	-75 601

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 2020

Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

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 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 2020 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 4-64 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

		Unidade 10 ³ EUR
		2020 Real
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-2	832 877
B = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	1 167 002
1	Compras	1 544 486
2	Vendas	546 831
3	Outros custos	7 500
4	Custos de funcionamento	4 746
5	Ajustamento t-1	-116 099
6	Ajustamento t-2	-2 282
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	268 654
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	229 934
C = (A) - (B)	Desvio do diferencial PRE¹ em t-2	-334 125
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	26 400
E = (C) + (D)	Desvio do diferencial PRE¹, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-2	-307 725
F = (E) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio do diferencial PRE¹, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-2 atualizado para t	-308 356
G	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1	-349 694
H = (G) x (1+i _{t-1} ^E)	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1, atualizado para t	-349 732
I = (F) - (H)	Ajustamento do diferencial PRE¹ de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de t	41 376
J	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-2	427 287
K = (9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	481 551
9	Compras	561 986
10	Vendas	220 180
11	Outros custos	3 020
12	Custos de funcionamento	4 746
13	Ajustamento t-1	-33 326
14	Ajustamento t-2	9 178
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	107 831
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
L = (J) - (K)	Desvio do diferencial PRE² em t-2	-54 264
M	Desvio do diferencial PRE² do Facilitador de Mercado em t-2	7
N = (L + M) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio do diferencial PRE² em t-2 atualizado para t	-54 368
O	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1	-95 569
P = (O) x (1+i _{t-1} ^E)	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1, atualizado para t	-95 580
Q = (N) - (P)	Ajustamento do diferencial PRE² de t-2 a recuperar nos proveitos permitidos de t	41 211
R = (I) + (Q)	Ajustamento do diferencial do total PRE de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de t	82 587
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,194%
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,011%

O ajustamento de 2020 dos custos da PRE a repercutir em 2022 no montante de 82,6 milhões de euros (Linha R) a devolver pelo CUR, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -362,7 milhões de euros (Linha F + Linha N), e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2021 - 445,3 milhões de euros (Linha H + Linha P), ambos os valores encontram-se atualizados para 2021.

De destacar o desvio do diferencial do facilitador de mercado (Linha M), valor reportado nas contas reguladas auditadas da SU Eletricidade, que foi retirado ao desvio total da PRE², uma vez que se trata de uma atividade, cujos custos não são recuperados pelas tarifas.

O ajustamento de 2020 dos custos da PRE resulta essencialmente de dois fatores com efeitos contrários: (i) alterações ocorridas ao nível do preço médio de venda da PRE, que registou um decréscimo significativo face ao previsto e que contribui para a diminuição desse custo e (ii) do valor das medidas de atenuação de custos com a PRE que registaram valores reais inferiores aos previstos em tarifas para 2020.

O efeito dos preços e quantidades pode ser observado no quadro seguinte:

Quadro 4-65 - Desvios custos da PRE

	2020 Real	Tarifas 2020	Desvio (2020-T2020)	
			Valor	%
Quantidades (GWh)	21 584	21 513	72	0,3%
PRE 1	15 388	15 280	108	0,7%
PRE 2	6 196	6 232	-36	-0,6%
Diferencial unitário custo PRE (EUR/MWh)	62,06	48,05	14,01	29,1%
Preço médio de venda PRE ⁽¹⁾	35,54	54,43	-18,90	-34,7%
Custo médio PRE	97,59	102,49	-4,89	-4,8%

⁽¹⁾ 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.

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 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 2020 a repercutir nas tarifas de 2022 é de 9,3 milhões de euros, a devolver ao CUR, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-66.

Quadro 4-66 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2020 Real
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	124 485
1	Custo médio de aquisição (inclui custos com desvios de carteira e serviços de sistema) (EUR/MWh)	44,09
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	2 823
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	2 880
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-2	127 364
D	Proveitos faturados com a aplicação da Tarifa de Energia em t-2, deduzida de aditividade e sobreproveito	164 699
E = (D) - (C)	Desvio nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2	37 335
F = (E) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica em t-2, atualizados para t	37 411
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	46 741
H = (G) x (1+ i_{t-1}^E)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-2 calculado em t-1, atualizados para t	46 746
I = (F) - (H)	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2 a repercutir em t	-9 335
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,194%
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,011%

Aquando da definição das tarifas para 2020, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR⁶⁷, 61,33 €/MWh, foi superior ao ocorrido, 44,09 €/MWh.

⁶⁷ 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 4-67 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR

	2020P em T2020	2020
Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	57,82	34,48
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	53,18	49,82
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	15%	49%

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon, REN, EDP

Esta diferença do custo médio de aquisição de energia elétrica entre o valor real de 2020 e o valor implícito nas tarifas de 2020 reflete os desvios entre os valores previstos e verificados de alguns dos principais fatores explicativos apresentados no Quadro 4-68 infra

Quadro 4-68 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2020

	2020P em T2020	2020
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	52,59	36,90
Média do preço diário do carvão API#2, em EUR (EUR/ton)	59,57	44,02
Preço médio anual das licenças de CO2 nos mercados internacionais (EUR/ton)	25,98	24,38
Energia produzida pelo total dos PRE com feed-in tariff (GWh)	21 512,79	21 584,46
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,94

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon, REN, EDP

A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a evolução do índice de produtividade hidroelétrica são alguns dos fatores explicativos da evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica. A evolução destes dois fatores está inversamente relacionada com o preço de energia elétrica no mercado grossista. O preço do carvão, com uma redução de 26% face aos valores previstos, em conjunto com a redução do preço de petróleo de 30%, face ao valor implícito nas

tarifas de 2020, foram fatores que tiveram uma influência muito significativa para o menor 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 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 2020 o desvio atualizado para 2022 atinge o montante de 1,2 milhões de euros.

Quadro 4-69 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2

		Unidade 10 ³ EUR
		2020 Real
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	445 026
1	Energia	164 699
2	Uso Global do Sistema	141 013
3	Uso da Rede de Transporte	13 783
4	Uso da Rede de Distribuição	99 908
5	OLMC	185
6	Comercialização	22 142
B = (1)+(2)+(3)+(4)+(5)+(6)	Proveitos que resultam da faturação	441 730
C	Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória	2 132
D = (A) - (B) - (C)	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2	1 164
i_{t-2}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,194%
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,011%
E = (D) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2, atualizado para t	1 167

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

A atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica exercida pelo comercializador de último recurso (SU Eletricidade) corresponde à aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais, para satisfazer os fornecimentos aos clientes.

No Quadro 4-70 é apresentada a estimativa para 2021 das aquisições do 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 2022» encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2021 e previsões para 2022 consideradas pela ERSE.

Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

O desvio de 2021 a repercutir em 2022 é de 1 065,3 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 2021, acrescida de 0,5 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial

		Unidade 10 ³ EUR
		2021 Estim
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-1	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 estimados	130 509
1	Compras	1 562 925
2	Vendas	1 415 070
3	Outros custos	7 919
4	Custos de funcionamento	5 103
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	426 008
C = (A) - (B)	Desvio do diferencial PRE¹ em t-1	782 179
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	30 200
E = (C) + (D)	Desvio do diferencial PRE¹, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-1	812 379
F = (E) x (1 + i_{t-1}^E)	Ajustamento provisório do diferencial PRE¹ de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t	812 466
G	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1	455 183
H = (9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	202 328
9	Compras	530 273
10	Vendas	524 481
11	Outros custos	2 765
12	Custos de funcionamento	5 103
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
I = (G) - (H)	Desvio do diferencial PRE² em t-1	252 854
J = (I) x (1 + i_{t-1}^E)	Ajustamento provisório do diferencial PRE² de t-1 a recuperar nos proveitos permitidos de t	252 881
K = (F) + (J)	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t	1 065 348
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,011%

O ajustamento a receber pelo CUR, pode ser explicado, pelo seguinte:

- na PRE¹ estima-se que o preço de venda aumente significativamente face ao previsto em tarifas para 2021. Além disso, estima-se que os montantes das medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE previstas na legislação em vigor sejam superiores às previstas;
- na PRE², tal como na PRE¹ estima-se um preço de venda muito superior ao previsto para tarifas 2021.

Na estimativa para 2021 do montante das Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, da PRE¹ está incluída a transferência para o CUR relativa ao Windfloat de acordo com o orçamento de 2021 do Fundo Ambiental, no montante de 2 384 milhares de euros.

Função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos 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 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 2021 a repercutir nas tarifas de 2022 é de 67,4 milhões de euros a receber pela empresa, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-71. O apuramento deste montante decorre, em grande parte, do facto de se estimar um custo de aquisição de energia superior ao custo previsto nas tarifas de 2021, em cerca de 61%.

Quadro 4-71 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2021 Estim
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	196 501
1	Custo médio de aquisição (inclui custos com desvios de carteira e serviços de sistema) (EUR/MWh)	76,18
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	2 579
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	3 197
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE em t-1	199 699
D	Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais em t-1	132 273
E = (D) - (C)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1	-67 426
F = (E) x (1 + i_{t-1}^E)	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	-67 433
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,011%

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 2022 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 variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 4-72.

Quadro 4-72 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2021	Tarifas 2022
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano <i>t</i>	158	165
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano <i>t</i>	140 030	6 124
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano <i>t</i>	12 690	13 622
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano <i>t</i>	90 385	83 143
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano <i>t</i>	243 263	103 054

4.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização tem sido regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX⁶⁸, acrescida da remuneração do fundo de maneiio. No período regulatório que agora termina manteve-se a regulação por *price-cap*, sendo o número de clientes o *driver* de custos. A consideração de custos não controláveis nos proveitos permitidos tem um caráter extraordinário e está sujeito à avaliação da ERSE, bem como ao desempenho económico e financeiro da empresa. Tal avaliação não justificou a consideração de uma parcela desta natureza nos proveitos permitidos para 2022.

Para o novo período de regulação 2022-2025, a metodologia de regulação aplicada à atividade de Comercialização foi adaptada à nova realidade da empresa, já referida, em especial no que concerne ao desenvolvimento de sistemas de informação autónomos decorrentes da separação de atividades. Neste contexto, 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.

Tal como já referido anteriormente, os valores de investimento e os gastos associados às novas atividades poderão ser alterados em conformidade com as conclusões da auditoria em curso na SU Eletricidade.

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 justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como das decisões ao nível dos gastos com a rede de lojas exclusiva e com a alteração da marca, encontra-se no documento «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025».

⁶⁸ Custos de exploração do inglês, *Operational Expenditure*.

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 4-73 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2021	Tarifas 2022
1	Amortizações do ativo fixo em NT		81
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em NT		315
3	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)		4,70%
4	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	29	24
5	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	76,71051	103,65701
6	Número de consumidores médio, em NT	278	347
7	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	0	0
8	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-43	10
9	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	48	44
$A = (1)+(2)*(3)+(4)+(5)*(6)/1000 +(7)+(8)-(9)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	-41	121
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	-43	10
$C = A - B$	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	3	111
10	Amortizações do ativo fixo em BTE		53
11	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em BTE		217
12	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)		4,70%
13	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	36	30
14	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/consumidor)	45,13941	86,55059
15	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	564	513
16	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	0	0
17	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-47	-16
18	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-11	32
$D = (10)+(11)*(12)+(13)+(14)*(15)/1000+(16)+(17)-(18)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	25	90
E	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTE	-47	-16
$F = D - E$	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	72	105
19	Amortizações do ativo fixo em BT		1 844
20	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações em BT		7 773
21	Taxa de remuneração do ativo fixo (%)		4,70%
19	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	10 105	7 148
20	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (€/consumidor)	11,84636	12,75425
21	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	906 645	840 632
22	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	0	0
23	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-1 219	-926
24	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	-344	-851
$G = (19)+(20)*(21)+(19)+(20)*(21)/1000+(22)+(23)-(24)$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	19 970	20 004
H	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em BTN	-1 219	-926
$I = G - H$	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 189	20 929
$J = A + D + G$	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	19 955	20 214
$K = B + E + H$	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT, BTE E BTN	-1 309	-931
$L = J - K$	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	21 264	21 146
	Sobreprovento associado à tarifa transitória nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro, na redação vigente.	-2 255	-270

Nota: 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.

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 aos valores reais e auditados relativos a 2015 com referência a 31 de dezembro de 2020. O valor total a considerar em tarifas de 2022 ascende a 931 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.

SOBREPROVEITO PELA APLICAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA

O sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente, ascende a 270 milhares de euros.

Este é um valor a recuperar pelo CUR de modo a transferi-lo para o operador da rede de distribuição para ser repercutido em benefício de todos os clientes através da tarifa de UGS.

4.5.3.2 AJUSTAMENTOS

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 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 2020 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 2020.

O Quadro 4-74 compara os valores verificados em 2020 com os previstos em 2019 no cálculo das tarifas de 2020. O desvio a repercutir nas tarifas de 2022 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2020 e os proveitos a recuperar, proveitos da atividade de comercialização em cada nível de tensão deduzidos do diferencial, recalculados com os valores reais. Esta diferença totaliza -774 milhares de euros, conforme apresentado no quadro seguinte, e resulta do aumento do número de consumidores face ao que foi previsto em tarifas de 2020.

Quadro 4-74 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

Unidade: 10³ EUR

		2020	Tarifas 2020
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)	76,08447	76,08447
3	Número de consumidores médio, em NT	579	344
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	-568	-568
6	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-6	-6
A	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	-488	-506
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)	-568	-568
C = A - B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	79	62
D	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	124	
E = D · A + B	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em t-2	44	
F = E × (1+i_{t-2}^E) × (1+i_{t-1}^E)	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a t-2	44	
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)	44,77103	44,77103
9	Número de consumidores médio, em BTE	1 208	726
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	-697	-697
12	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-14	-14
A'	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	-593	-614
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	-697	-697
C' = A' - B'	Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	105	83
D'	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	137	
E' = D' · A' + B'	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em t-2	32	
F' = E' × (1+i_{t-2}^{E'}) × (1+i_{t-1}^{E'})	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a t-2	32	
13	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	10 022	10 022
14	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (€/consumidor)	11,74968	11,74968
15	Número de consumidores médio, em BTN	998 039	975 769
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	-2 805	-2 805
17	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	-981	-981
A''	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	19 925	19 664
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	-2 805	-2 805
C'' = A'' - B''	Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	22 730	22 468
D''	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	21 881	
E'' = D'' · A'' + B''	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em t-2	-849	
F'' = E'' × (1+i_{t-2}^{E''}) × (1+i_{t-1}^{E''})	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a t-2	-851	
G = F + F' + F''	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a t-2	-774	
i_{t-2}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,194%	
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,011%	

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 regulação por incentivos no OPEX⁶⁹, através da revisão das bases de custo, bem como 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 outubro de 2021.

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 2022.

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», que acompanha as tarifas para 2022, 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 4,40%, 4,70% e de 4,70%, respetivamente.

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 CAPEX⁷⁰, 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.

⁶⁹ Operational Expenditure (corresponde de um modo geral aos gastos operacionais, sem amortizações)

⁷⁰ Capital Expenditure (custo com capital, isto é, remuneração do ativo líquido e as amortizações)

4.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 4-75 e na Figura 4-21 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 2022 é superior em cerca de 78% face ao previsto nas tarifas de 2021 e superior ao estimado para 2021, em cerca de 17%.

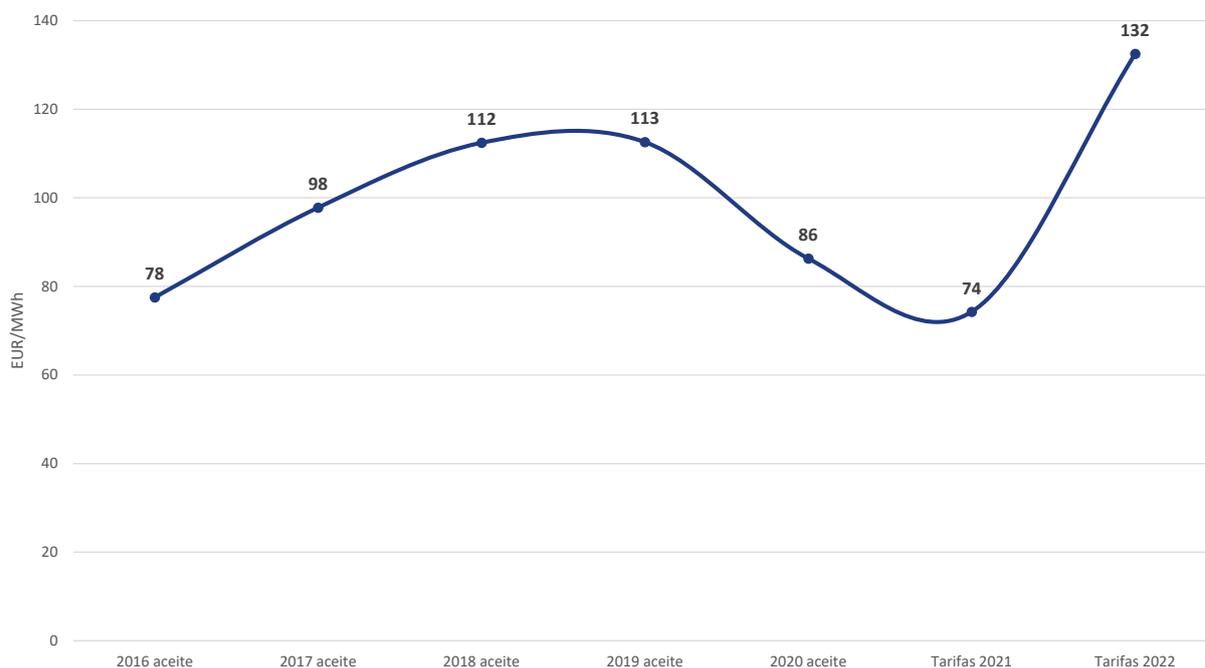
Quadro 4-75 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA^(*)

	Unidade ^(*)	2020 aceite	Tarifas 2021	2021 em 2021	Evolução anual %	Tarifas 2022	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	86,3	74,3	113,4	31%	132,5	78%	17%

Nota: (*) - Não inclui custos com licenças de emissão; Energia emitida para a rede.

A figura seguinte permite visualizar para o período 2016 a 2022, a evolução dos custos unitários das centrais térmicas da EDA, sem custos com as licenças de emissão de CO₂.

Figura 4-21 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)



O Quadro 4-76 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

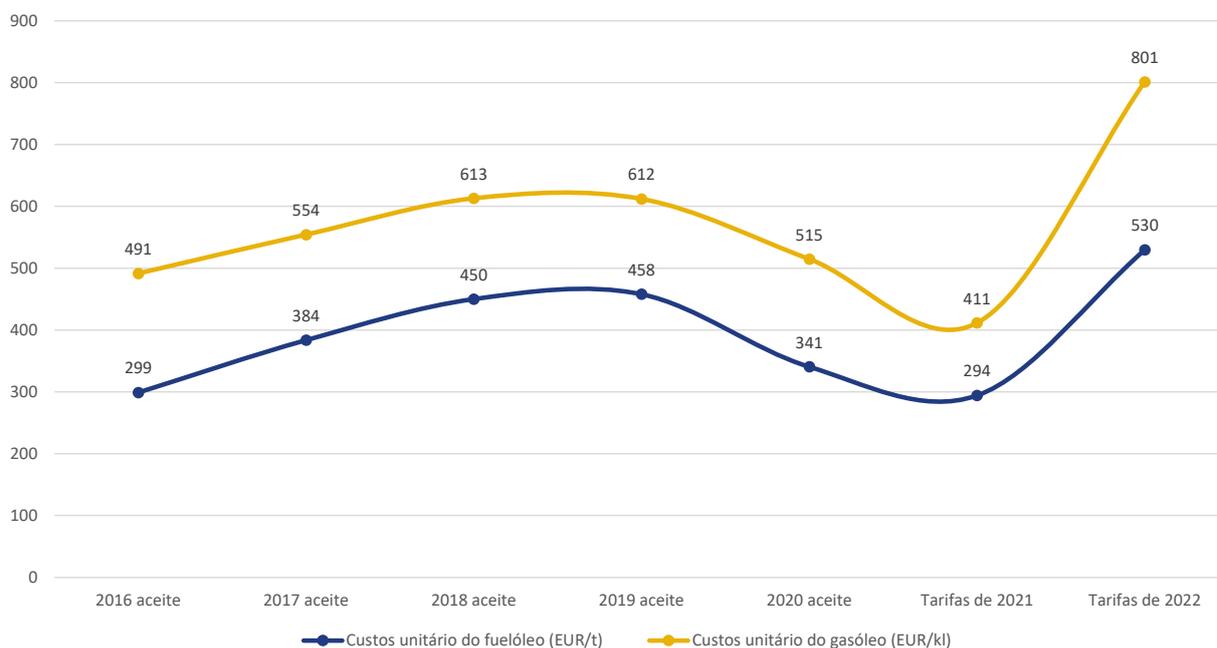
Quadro 4-76 - Custo unitário dos combustíveis

	Unidade	2020 aceite	Tarifas 2021	2021 em 2021	Evolução anual %	Tarifas 2022	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	340,5	294,1	460,3	35%	529,6	80%	15%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	514,7	411,4	625,2	21%	801,2	95%	28%

Observa-se que no ano de 2020, os custos unitários aceites com combustíveis atingiram valores de 340,5 EUR/t e 514,7 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As estimativas da ERSE para o ano de 2021, revelam uma expectativa de aumento dos preços do fuelóleo e do gasóleo. Relativamente aos valores implícitos nas tarifas de 2021, prevê-se que em 2022 os preços do fuelóleo sejam superiores em 80%, e 95%, no gasóleo, para o mesmo termo de comparação.

A Figura 4-22 permite visualizar para o período 2016 a 2022, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica, com os valores previstos para 2022 a atingirem máximos no período em análise.

Figura 4-22 - 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.

De salientar que este processo se iniciou numa fase importante para as empresas insulares, por coincidir com a renegociação dos seus contratos de fornecimento de fuelóleo.

Refira-se, também, que 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 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 do referido estudo, para os anos de 2015, 2016 e estimativas para 2017, na preparação do período de regulação que se iniciava em 2018 a ERSE 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. Na sequência da sua realização, a ERSE procedeu a uma análise das conclusões do consultor plasmadas no documento «Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira», que foram tidas em consideração na determinação dos parâmetros associados aos custos com aquisição eficiente de combustíveis das Regiões Autónomas, EDA e EEM.

As conclusões deste estudo encontram-se resumidas no documento de «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025» e explanadas com detalhe no referido estudo, que acompanham as atuais tarifas, e que servem 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.

O Quadro 4-77 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de fuelóleo em 2022.

Quadro 4-77 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2022

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/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)		(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)
São Miguel	475,02		1 598 738		25 456 247
Terceira	475,02		1 039 053		13 544 047
Pico		556,74	253 732	204 923	5 337 546
Faial		556,74	261 337	335 473	5 711 771
Total			3 152 860	540 397	50 049 611

O Quadro 4-78 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de gasóleo, em 2022.

Quadro 4-78 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2022

	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	0,803	4 988 553	4 006 458
São Miguel	0,803	401 359	322 344
Terceira	0,803	453 842	364 494
Graciosa	0,803	1 395 122	1 120 465
São Jorge	0,803	6 399 110	5 139 319
Pico	0,803	202 669	162 770
Faial	0,803	299 817	240 792
Flores	0,803	1 438 170	1 155 038
Corvo	0,803	447 843	359 677
Total	0,803	16 026 487	12 871 357

Na sequência da publicação da Lei 75-B/2020, de 31 de dezembro, o fuelóleo e o gasóleo consumidos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira passaram desde 2021 a pagar uma parte dos custos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%,

em 2025. Assim, para 2022, os custos previstos com a aquisição de fuelóleo e gasóleo nas Regiões Autónomas incluem os custos previstos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, que neste caso incide apenas sobre os combustíveis consumidos nas centrais não enquadradas pelo CELE.

CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA), estima-se que este decresça em 2021 face ao ocorrido em 2020 em 2,1%, como mostra o Quadro 4-79. Para 2022, o valor deverá apresentar um aumento de 0,5% face ao previsto em tarifas de 2021.

Quadro 4-79 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

	Unidade	2020 aceite	Tarifas 2021	2021 em 2021	Evolução anual %	Tarifas 2022	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário SIA	EUR/MWh	106,4	105,3	104,2	-2,1%	105,7	0,5%	1,5%

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.

Em 2020, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO₂) aceite no ajustamento situou-se nos 86,3 EUR/MWh (Quadro 4-75), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 106,4 EUR/MWh (Quadro 4-79). Para as tarifas de 2022, prevê-se a tendência de aumento acentuado dos preços dos combustíveis, com o custo variável unitário das centrais térmicas de 132,5 EUR/MWh (Quadro 4-75) a ser bastante superior ao custo previstos da energia adquirida ao SIA que deverá rondar os 105,7 EUR/MWh (Quadro 4-79).

Registe-se, no entanto, que os custos com a energia elétrica adquirida ao SIA são custos totais, que incorporam os custos de investimentos, e que, por isso, não podem ser diretamente comparáveis com os custos variáveis das centrais termoelétricas da EDA.

No entanto, numa perspetiva de custos evitados para efeitos tarifários, os custos com a energia elétrica adquirida ao SIA devem ser comparáveis com os custos variáveis das centrais termoelétricas da EDA, visto

que os custos de investimento dessas centrais são recuperados nas tarifas, independentemente destas centrais produzirem ou não.

Os valores do custo unitário de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica, considerados no ajustamento de 2020, foram as constantes do *Power Purchase Agreement* (PPA) assinado entre a Yunicos (agora Graciólica) e a EDA em 2012. Para o segundo ano de atividade, o preço decorrente do PPA é de 288,10 €/MWh.

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO

A metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema tem por base um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

O Quadro 4-80 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2021 e para tarifas 2022.

Quadro 4-80 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2021	Tarifas 2022	Variação (%)
a	Custos de exploração sujeitos a eficiência	12 768	13 571	6,3%
b	Custos com a operação e manutenção de equipamentos	9 540	9 501	-0,4%
c = 1 + 2	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE:	756	1 196	58,2%
1	Lubrificantes	686	1 144	66,6%
2	Amónia	70	53	-24,7%
d = 3 + 4	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:	7 728	18 723	142,3%
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	388	573	47,9%
4	Custos com o CO2	7 340	18 150	147,3%
e = a+b+c+d	Custos de exploração aceites	30 792	42 991	39,6%

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 CO₂. 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 CO₂ desde 2014, registe-se que os montantes aceites para o cálculo dos proveitos permitidos (18,150 milhões de euros) têm implícitas as quantidades que a EDA prevê adquirir (301 818 ton) e o preço previsto para 2021 de 60,13 EUR/ton.

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 4-81.

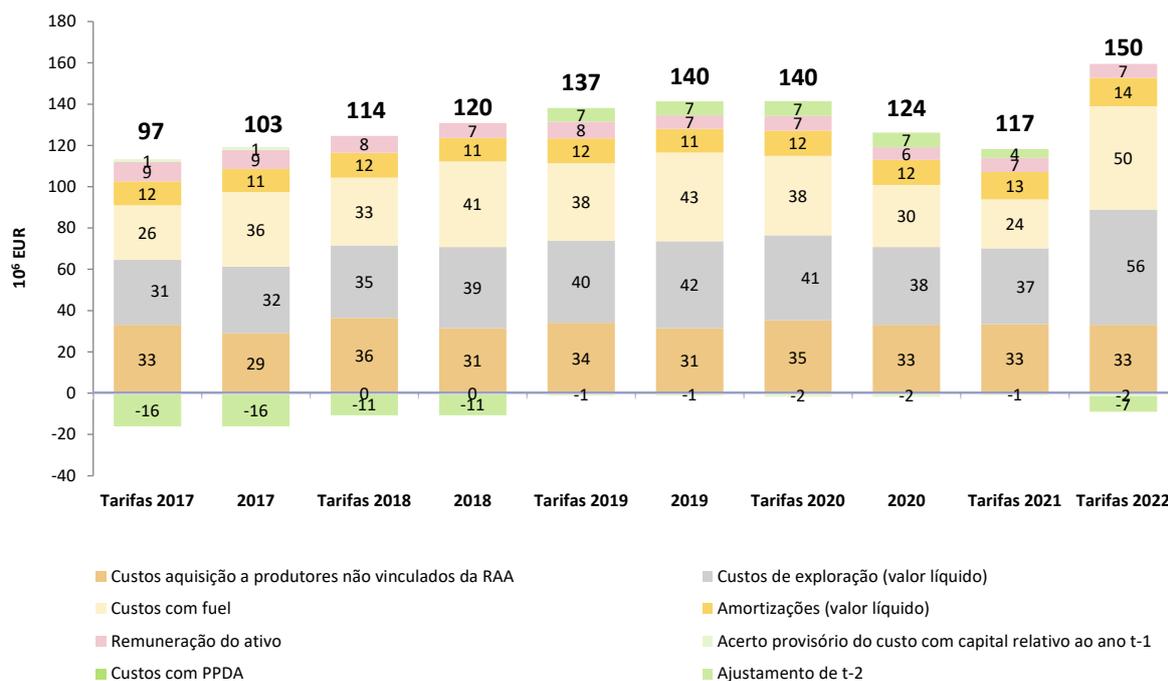
Quadro 4-81 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas de 2021	Tarifas de 2022	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	33 403	33 096	-0,9%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	13 244	13 772	4,0%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	150 339	153 665	2,2%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,60%	4,40%	-4,3%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-921	-1 608	74,6%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	12 768	13 571	6,3%
7	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,32%	1,19%	-48,8%
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	9 540	9 501	-0,4%
10	Custos com o fuel aceites pela ERSE	23 701	50 050	111,2%
11	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	388	573	47,9%
12	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	5 949	12 841	115,9%
13	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	686	1 144	66,6%
14	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	70	53	-24,7%
15	Custos com o CO ₂ aceites pela ERSE	7 340	18 150	147,3%
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	-4 210	7 421	-276,3%
18	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
A	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	117 287	150 481	28,3%
19	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-3 079	-2 886	-6,3%
20	Emissão para a rede (MWh)	731 950	799 583	9,2%
B= (A-5+17+18)/20 * 1000	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)	155,75	199,49	28,1%

Da análise do quadro verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 28,3%. Não considerando os ajustamentos de t-2 e de t-1, a variação traduz-se igualmente no aumento dos proveitos unitários em 28,1%.

A Figura 4-23 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA.

Figura 4-23 - 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 2020

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 2022 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2020, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 132,071 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 2020, de 124,352 milhões de euros (linha A), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de 0,606 milhões de euros (linha 22). Este desvio é atualizado para 2022, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, acrescida de *spread* de 0,50% e EURIBOR.

O Quadro 4-82 permite comparar os valores verificados em 2020 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2020 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2022.

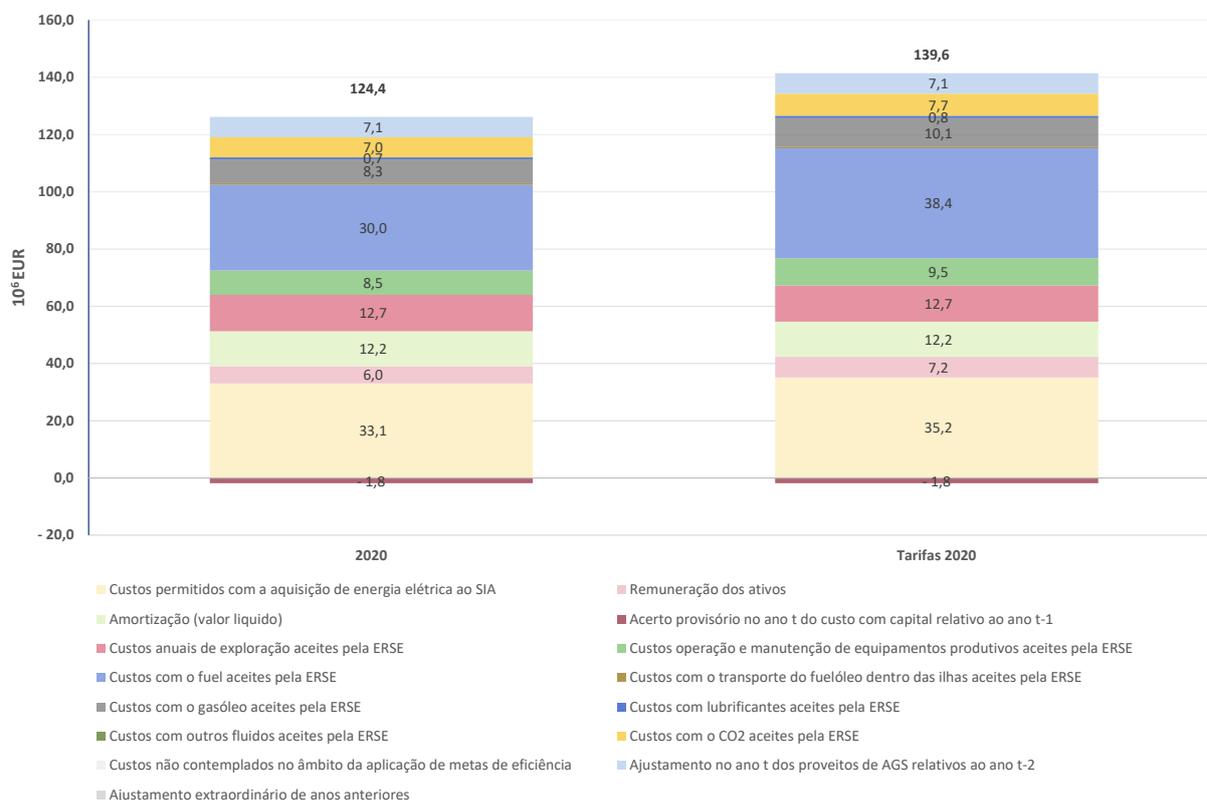
Quadro 4-82 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		Tarifas de 2020	Aceite em 2020	Diferença Aceite - Tarifas	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	35 186	33 062	-2 124	-6,04%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	12 231	12 208	-23	-0,19%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	146 819	131 259	-15 560	-10,60%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,88%	4,60%	-0,29%	-5,88%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 829	-1 829	0	0,00%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	12 664	12 664	0	0,00%
7	Taxa de inflação (ÍPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,51%	1,51%	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	8 535	-1 004	-10,53%
10	Custos com o fuel aceites pela ERSE	38 419	29 993	-8 426	-21,93%
11	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	422	546	124	29,48%
12	Custos com o gásóleo aceites pela ERSE	10 100	8 291	-1 809	-17,91%
13	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	803	694	-109	-13,57%
14	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	35	35	-1	-1,44%
15	Custos com o CO ₂ aceites pela ERSE	7 734	6 998	-736	-9,51%
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	-7 123	-7 123	0	0,00%
18	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	
A	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 596	124 352	-15 243	-10,9%
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		87 314		
20	Compensação relativa ao sobrecurso da AGS		44 757		
21	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA		0		
B	Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema		132 071		
22	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA		606		
C	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2, antes de acerto do CAPEX, sem juros		8 325		
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2		-0,306%		
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		-0,489%		
26	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.		0,500%		
D	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2, antes de acerto do CAPEX		8 342		
27	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1		-921		
E	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2 com acerto provisório de CAPEX		7 421		

Este montante do ajustamento a devolver pela empresa resulta, em grande parte, da diminuição ao nível dos custos aceites com o fuelóleo e gasóleo, custos com a aquisição de energia a produtores independentes e do ligeiro decréscimo dos custos com a aquisição de licenças de CO₂, cujos valores foram inferiores ao previsto em tarifas. Estes impactos foram mitigados por um nível de faturação inferior ao previsto, que evitou que o valor dos ajustamentos fosse mais elevado. Estas análises explicativas dos ajustamentos, são desenvolvidos nos pontos que se seguem.

Na Figura 4-24 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2020 como em Tarifas de 2020, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

Figura 4-24 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



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 2020 inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 7,7%. Tal é explicado pelo efeito conjugado da diminuição

das quantidades adquiridas, de cerca de 5,9%, e do decréscimo do custo unitário, de cerca de 1,9% (Quadro 4-83).

Quadro 4-83 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (€/MWh)			Custo Total aceite (10 ³ EUR)		
	2020	T2020	Variação %	2020	T2020	Variação %	2020	T2020	Variação %
Hídrica	30 188	31 520	-4,2%	101,00	102,50	-1,5%	3 049	3 231	-5,6%
Geotermia	193 189	199 719	-3,3%	101,00	102,50	-1,5%	19 512	20 471	-4,7%
Eólica	71 523	80 226	-10,8%	119,57	121,61	-1,7%	8 552	9 756	-12,3%
Térmica	0			117,87	0,00		0	0	
Biogás	702	490	43,5%	109,32	107,24	1,9%	77	53	46,3%
RSU	13 651	14 760	-7,5%	110,90	116,13	-4,5%	1 514	1 714	-11,7%
Fotovoltaica	987	2 994	-67,0%	290,38	152,66	90,2%	287	457	-37,3%
Eólica Microgeração		3		0,00	272,11		0	1	
Fotovoltaica Microgeração	453	486	-6,7%	157,48	262,51		71	128	-44,0%
Total	310 695	330 198	-5,9%	106,41	108,45	-1,9%	33 062	35 810	-7,7%

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 4-84 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 4-84 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados

	Tarifas 2020	2020 EDA real	2020 ERSE real	2020 EDA real / Tarifas 2020	2020 ERSE real / Tarifas 2020	2020 ERSE real / 2020 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	Unid: 10 ³ EUR			%		
Fuelóleo	38 419	33 304	29 993	-13,3%	-21,9%	-9,9%
Gasóleo	10 100	8 451	8 291	-16,3%	-17,9%	-1,9%
Lubrificantes	803	694	694	-13,6%	-13,6%	0,0%
Amónia	35	35	35	-1,4%	-1,4%	0,0%
Total	49 358	42 484	39 013	-13,9%	-21,0%	-8,2%

Observa-se que, em 2020, os custos com os combustíveis e lubrificantes, aceites pela ERSE, foram inferiores aos previstos nas Tarifas 2020 em -21,0% (10,345 milhões de euros). O cálculo do ajustamento de 2020 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.

Em 2016 foi concluído um novo estudo para a redefinição dos custos eficientes de aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas, bem como o alargamento do seu âmbito aos custos com aos restantes combustíveis consumidos. Os ajustamentos a esses custos referentes a 2020, são efetuados de acordo com esse estudo.

O Quadro 4-85 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

Quadro 4-85 - 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)=(6)-(5)	
São Miguel	279,78		44 773	1 829 417		14 355 937	15 975 358	-1 619 421
Terceira	279,78		26 006	1 417 589		8 693 557	9 813 959	-1 120 403
Pico		322,75	8 307	308 735	256 901	3 246 798	3 636 821	-390 023
Faial		322,75	8 990	328 246	467 033	3 696 845	3 877 977	-181 131
Total			88 077	3 883 989	723 933	29 993 137	33 304 115	-3 310 977

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 4-86.

Quadro 4-86 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2020		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total 10 ³ EUR
Central Termoelétrica SMG	44 773	6,23	279
Central Termoelétrica TER	26 006	4,83	126
Central Termoelétrica PIC	8 307	8,14	68
Central Termoelétrica FAI	8 990	8,19	74
Total	88 077	6,20	546

O Quadro 4-87 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados o gasóleo e a comparação com os custos reais.

Quadro 4-87 - 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	0,448	4 832 324	289 380	2 452 830	2 511 156	-58 326
São Miguel	0,448	363 459	5 707	168 429	200 261	-31 833
Terceira	0,448	451 403	60 635	262 730	250 115	12 615
Graciosa	0,448	1 514 062	288 508	966 359	794 232	172 127
São Jorge	0,448	6 383 843	129 648	2 987 718	3 323 238	-335 520
Pico	0,448	213 786	105 817	201 530	114 929	86 601
Faial	0,448	277 887	71 492	195 903	151 778	44 126
Flores	0,448	1 636 007	128 533	860 979	869 952	-8 973
Corvo	0,448	434 378	0	194 473	235 621	-41 149
Total		16 107 149	1 079 720	8 290 949	8 451 281	-160 332

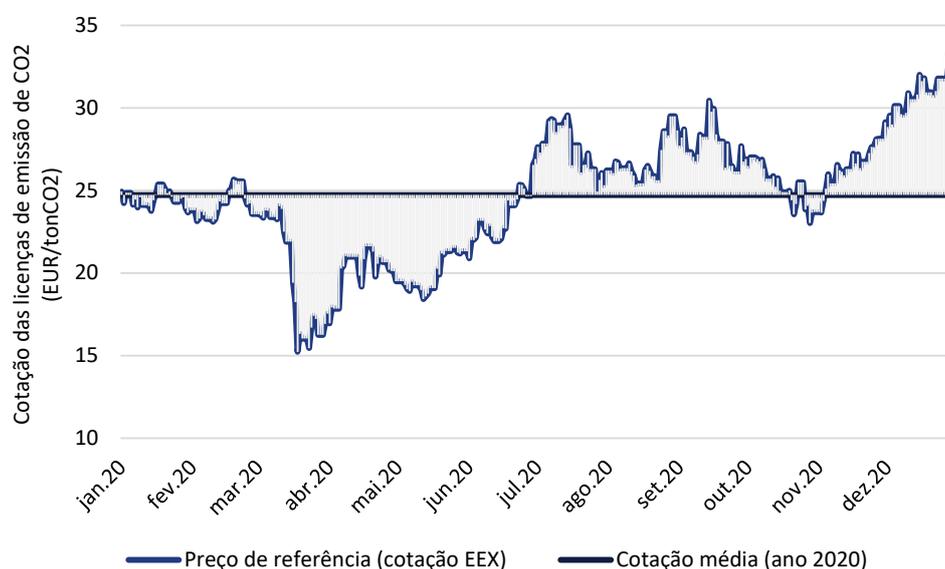
Licenças de CO₂

A ERSE estabeleceu na Diretiva n.º 2/2014 as atuais regras do mecanismo de otimização da gestão das licenças de emissão de CO₂, o qual se aplica às centrais geridas pela EDA (Eletricidade dos Açores) e EEM (Empresa de Eletricidade da Madeira), respetivamente na RAA (Região Autónoma dos Açores) e na RAM (Região Autónoma da Madeira).

O desenho do mencionado incentivo procurou estimular a adesão das condições de gestão das licenças de CO₂ na RAA e na RAM às condições médias de funcionamento do mercado internacional de licenças de CO₂, numa partilha simétrica de riscos entre as empresas e os consumidores. De seguida apresentam-se os resultados da aplicação do mecanismo aprovado pela Diretiva n.º 2/2014 ao exercício de 2019.

Relativamente ao mercado internacional de licenças de CO₂, o valor médio das licenças de emissão, em 2020, foi de 24,73 EUR/ton_{CO2}, obtido a partir de cotações em mercado secundário gerido pela *European Energy Exchange* (EEX).

Figura 4-25 – Cotação das licenças de emissão de CO₂ em mercado secundário (EEX), 2020



Em 2020, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EDA (Caldeirão, Belo Jardim, Santa Bárbara e Pico) ascenderam a 282 089 toneladas de CO₂. No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças de emissão de 375 mil toneladas de CO₂, que permitiram um grau de cobertura das emissões de 2020 de 133%. O custo global das licenças adquiridas em 2020 orçou em cerca de 9,219 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 24,58 EUR/ton_{CO2}.

Figura 4-26 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAA, 2020



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EDA em 2020 é inferior em 0,15 EUR/ton_{CO2} à cotação média verificada em mercado secundário, pelo que o diferencial global de aquisição foi cerca de 42 mil euros inferior ao custo de referência estimado para o global do ano.

O custo variável global de aquisição reportado pela EDA foi de cerca 37,5 mil euros, o que corresponde a custo variável unitário de cerca de 0,10 EUR/ton_{CO2}, muito acima do valor de referência de 0,006 EUR/ton_{CO2}. A EDA reportou custos fixos de transação no montante de 24,5 milhares de euros, valor acima do máximo de 20 milhares de euros previsto no incentivo.

Em termos globais, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2020, de 6,998 milhões de euros (282 089 toneladas valorizadas a 24,73 EUR/ton_{CO2}), a que acrescem 1 693 euros relativos aos custos variáveis de transação.

O valor global de custos reconhecidos à EDA a respeito da transação de licenças de CO₂, para o ano de 2020 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 6 997 753,50 euros, no qual inclui os custos de transação em mercado no valor de 20 000 euros.

Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma os 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 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 aos fornecimentos a clientes da RAA e os proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos aos clientes finais da RAA das tarifas do Continente adicionados do custo com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e recuperado pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.

Em 2020, este ajustamento foi de 0,606 milhões de euros.

Quadro 4-88 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

		Unidade: 10 ³ EUR
		Aceite em 2020
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	111 791
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	87 314
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.	20 216
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	3 654
5	Custos com a Convergência Tarifária a recuperar pelas TVCF da RAA	0
6-1-2-3-4-5	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	606

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-89 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-89 - Movimentos no ativo líquido a remunerar⁷¹

Unidade: 10³ EUR

	2020	Tarifas 2020	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	382 463	387 768	
Investimento Directo	1 745	722	
Transferência p/ exploração	5 534	25 282	
Reclassificações, alienações e abates	-1 311	17	
Saldo Final (2)	388 431	413 789	-6,1%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	241 523	241 027	
Amortizações do Exercício	13 393	13 980	
Regularizações e abates	-363	10	
Saldo Final (4)	254 553	255 017	-0,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	6 661	6 604	
Comparticipações do ano	162	0	
Amortizações do ano	1 184	1 334	
Saldo Final (6)	5 639	5 270	7,0%
Ativo líquido a remunerar			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	134 279	140 137	-4,2%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	128 240	153 502	-16,5%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	131 259	146 819	-10,6%

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo final do ativo bruto, registado em 2020 ter sido inferior ao valor previsto em Tarifas de 2020. Este desvio decorre dum nível de investimento entrado em exploração 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 2020 foi

⁷¹ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

de 4,88%. 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 4,60%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2020, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2021, no montante de -1,829 milhões de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2020.

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 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 2020 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA 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 2021, através da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2020, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais, e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2021, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -0,218 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-90 - Ajustamento da tarifa social

		Unidade: 10 ³ EUR
		2020
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	2 837
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	2 843
C = A - 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	-6
D	Valor estimado para o ajustamento aos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA, no ano t-1, por aplicação da tarifa social	212
E = D x (1 + i _{t-1})	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t	212
<i>i</i> _{t,2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -2 + spread	0,194%
<i>i</i> _{t,1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread	0,011%
D = C x (1 + i _{t-2}) x (1 + i _{t-1}) - E Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, por aplicação da tarifa social		-218

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2022 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2021, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2021. O valor total a devolver pela empresa, que decorre da diminuição estimada do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações, bem como da diminuição do nível da taxa de remuneração dos ativos em 0,09 p.p., é de 1,608 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2022 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-91.

Quadro 4-91 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2021	Estimativa 2021	Tarifas 2022
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	13 244	12 400	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	150 339	136 396	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	4,60%	4,51%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de AGS	20 154	18 546	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-1 608
i_{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread			0,011%
C = (1 + i_{t-10}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1			-1 608

Tarifa Social

De acordo com o n.º 5 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 496/2020, de 26 de maio, 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 2021 e o desconto estimado conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2021. Este montante é atualizado para 2022 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2021, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -0,265 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-92 - Ajustamento provisório da tarifa social

Unidade: 10³ EUR

		2021
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	3 079
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	2 814
C = A - 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	265
$i_{t,t}$	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread	0,011%
D = (1 + $i_{t,t}$) × 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	265

4.6.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O início do novo período de regulação 2022-2028 não 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».

4.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 4-93 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 4-93 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas de 2021	Tarifas de 2022	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	13 672	12 981	-5,1%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	215 064	221 441	3,0%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,70%	-3,0%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-11	-2 504	21691,4%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 594	14 039	11,5%
f	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 809	4 929	2,5%
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	327	987	201,5%
i	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
1= a+b*c+d+e+f+g-h-i		41 158	38 866	-5,6%
j	Energia Distribuída (MWh)	683 981	746 541	9,1%
2=(1+h+j)/j		60,65	53,38	-12,0%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	6 053	6 404	5,8%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	133 604	139 356	4,3%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,70%	-3,0%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-449	-894	98,9%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 841	5 300	9,5%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 473	2 591	4,8%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00435	0,00488	12,1%
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	262 811	284 536	8,3%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,6130	1,70788	5,9%
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	759	773	1,9%
k'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,32%	1,19%	-48,8%
l'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
m'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-9 869	-24 303	146,3%
n'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3= a'+b'*c'/100+d'+e'+f'+g'+h'+i'+j'+k'+l'+m'+n'		26 788	41 663	55,5%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	7 619	6 577	-13,7%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	81 460	82 085	0,8%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,70%	-3,0%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	438	-1 610	-467,8%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	7 753	8 739	12,7%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	3 938	4 325	9,8%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00431	0,00478	10,8%
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	421 170	462 005	9,7%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01593	0,01717	7,8%
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	125 430	128 450	2,4%
k''	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,32%	1,19%	-48,8%
l''	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 809	4 929	2,5%
m''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
n''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	10 196	25 290	148,0%
o''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
11= a''+b''+c''/100+d''+e''+f''+g''+h''+i''+j''+k''+l''+m''+n''+o''		14 370	-2 797	-119,5%

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

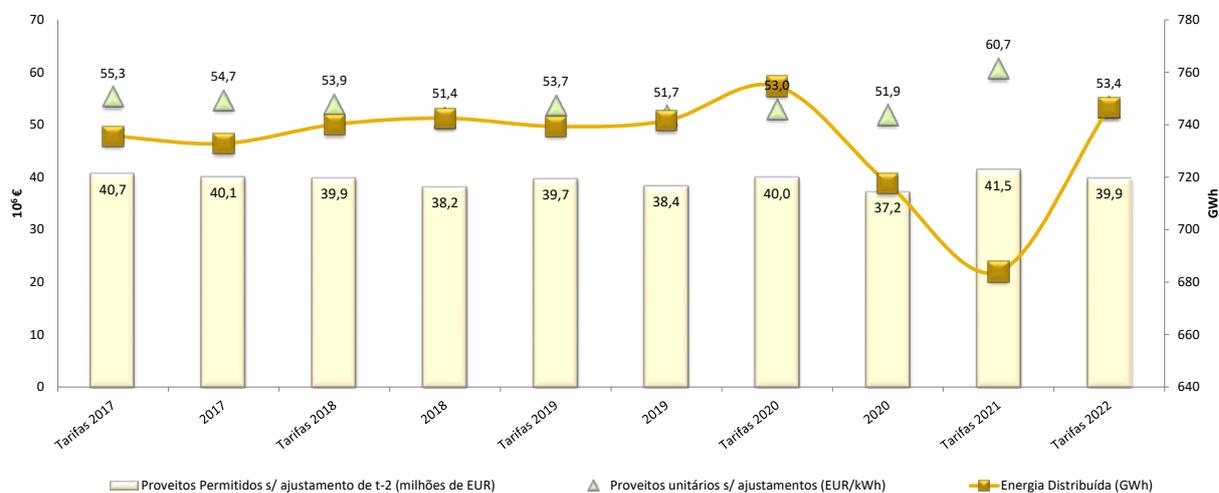
justificam a discrepância na alocação do proveito permitido entre MT e BT.

A Figura 4-27 evidencia a evolução dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2017 e 2022.

Os proveitos permitidos pela ERSE para as tarifas de 2022 apresentam um decréscimo de 5,6% relativamente às tarifas de 2021. Os principais fatores que explicam esta redução são a diminuição das amortizações e o montante a devolver pela empresa relativo ao ajustamento provisório do CAPEX do ano t-1.

Os proveitos permitidos por energia distribuída, excluindo os ajustamentos de t-2, em 2022, são inferiores, relativamente a 2021, em cerca de 12%, por via, principalmente, do aumento da energia distribuída para 2022 (9,1%).

Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA



O direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma renda pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal encontra-se consagrado na Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para 2016 e que altera o artigo 44.º do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro. 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. Prevê-se que em 2022 o valor das rendas na Região Autónoma dos Açores ascenda a cerca de 4,9 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.3.

A partir do período de regulação 2018-2020, a atividade de DEE da EDA passou a incluir um mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes. Este incentivo constitui uma rúbrica autónoma dos proveitos desta atividade, que é calculada com informação real dos projetos que se candidatarem e forem aceites pela ERSE como elegíveis para receber este incentivo. Os montantes deste incentivo dependem dos custos dos investimentos e dos benefícios proporcionados para o Sistema Elétrico dos Açores, tendo o incentivo uma duração de 6 anos para cada projeto em redes inteligentes que for aceite. Tendo em conta que o incentivo foi recentemente introduzido, de momento não existem candidaturas ou projetos já aceites para a Região Autónoma dos Açores, pelo que o correspondente valor para efeitos do cálculo tarifário de 2022 é nulo. A descrição do incentivo ao investimento em redes inteligentes e os parâmetros adotados para o próximo período regulatório são apresentados no documento «Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020».

4.6.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2020

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 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento em 2022 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2020, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2020 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 114.º aos valores realmente verificados em 2020.

No Quadro 4-94 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2020, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados para 2020 com base em valores reais, por nível de tensão. O ajustamento de 2020 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2022 é de

0,987 milhões de euros⁷² resultante de um ajustamento em MT de -24,303 milhões de euros e em BT de 25,290 milhões de euros.

⁷² Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Tarifas de 2020	Acete em 2020	Diferença Acete - Tarifas	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	11 113	11 243	131	1,18%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	214 296	196 639	-17 657	-8,24%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	-0,29%	-5,59%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-1 271	-1 271	0	0,00%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 980	12 835	-145	-1,12%
f	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 884	4 889	4	0,09%
g	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	0,00%
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	432	432	0	0,00%
i	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	0,00%
1 = a+b*c+d+e+f+g-h-i	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 272	36 792	-1 480	-3,87%
j	Energia Distribuída (MWh)	754 696	717 562	-37 135	-4,92%
2=(1+h+i)/j	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	51,28	51,88	0,59	1,15%
tx t-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2		-0,306%		
	Spread no ano t-2, em pontos percentuais.		0,500%		
tx t-1	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/09 de t-1		-0,489%		
	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.		0,500%		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 905	5 340	434	8,85%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	133 976	118 896	-15 079	-11,26%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	0	-5,59%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-783	-783	0	0,00%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 996	4 886	-110	-2,20%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 490	2 490	0	0,00%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00438	0,00438	0	0,00%
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	291 534	265 572	-25 963	-8,91%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1,62402	1,62402	0	0,00%
j'	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	756	759	3	0,33%
k'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,51%	1,51%	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	0,00%
n'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-13 740	-13 740	0	0,00%
o'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	0	0,00%
3 = a'+b'*c'/100 +d'+e'+m'-n'-o'	Proveitos Permitidos em MT	29 735	28 944	-791	-2,66%
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		2 749		
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT		2 390		
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em MT				
7=4+5+6	Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT		5 139		
7'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros		-23 805		
8 = 7' * (1+tx_t) / (1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX		-23 854		
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT		-449		
10=8+9*(1+tx_t)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX		-24 303		
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	6 207	5 904	-303	-4,89%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	80 321	77 743	-2 578	-3,21%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	0	-5,59%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-489	-489	0	0,00%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	7 984	7 949	-35	-0,44%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	3 965	3 965	0	0,00%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00434	0,00434	0	0,00%
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	463 162	451 990	-11 172	-2,41%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01604	0,01604	0	0,00%
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	125 148	125 976	828	0,66%
k''	Taxa de inflação (PIB 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	4 884	4 889	4	0,09%
n''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	0,00%
o''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	14 172	14 172	0	0,00%
p''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	0	0,00%
11 = a''+b''*c''/100 +d''+e''+m''+n''-o''-p''	Proveitos Permitidos em BT	8 537	7 848	-690	-8,08%
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		17 467		
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT		15 183		
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de DEE, em BT				
15 =12+13+14	Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT		32 649		
15'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros		24 802		
16 = 15' * (1+tx_t) / (1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX		24 853		
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT		438		
18=16+17*(1+tx_t)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX		25 290		
19=10+18	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2		987		

Na Figura 4-28 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da DEE.

Figura 4-28 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



A ligeira diminuição observada nos proveitos permitidos de 2020, relativamente ao valor previsto em tarifas de 2020, deve-se essencialmente à redução ocorrida ao nível do CAPEX, como resultado da redução do valor médio dos ativos a remunerar em 8,2%, uma diminuição da taxa de remuneração em 0,28p.p., em sentido contrário as amortizações aumentaram 1,2% face ao previsto.

Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2020, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA foi inferior em cerca de 4,9% relativamente ao valor previsto em tarifas de 2020.

O Quadro 4-95 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2020 que se situaram em -8,9% e em -2,4%, respetivamente.

Quadro 4-95 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unidade: MWh

	2020	Tarifas 2020	Diferença (Real 2020 - Tarifas 2020)	
Redes de MT	265 572	291 534	-25 963	-8,9%
Redes de BT	451 990	463 162	-11 172	-2,4%
Total	717 562	754 696	-37 135	-4,9%

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-96 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-96 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2020	Tarifas 2020	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	462 387	471 831	
Investimento Directo	841	2 275	
Transferência p/ exploração	11 863	29 383	
Reclassificações, alienações e abates	585	-81	
Saldo Final (2)	475 675	503 408	-5,5%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	225 643	225 736	
Amortizações do Exercício	14 501	14 443	
Regularizações e abates	312	-50	
Saldo Final (4)	240 456	240 128	0,1%
Comparticipações			
Saldo inicial bruto	88 136	92 854	
Amortizações acumuladas iniciais	47 615	51 278	
Saldo inicial líquido (5)	40 521	41 576	
Comparticipações do ano	901	960	
Amortizações do ano	3 258	3 330	
Saldo Final (6)	38 164	39 206	-2,7%
Ativo líquido a remunerar			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	196 223	204 520	-4,1%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	197 055	224 073	-12,1%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	196 639	214 296	-8,2%

Ao nível da DEE o desvio ocorrido deve-se sobretudo à diminuição verificada ao nível do ativo bruto face a uma base de partida mais baixa e por um menor volume de investimento transferido para exploração.

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 2019 foi de 5,13%. 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 4,85%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

Os proveitos permitidos de 2022 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2021, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2021. O valor total a devolver pela empresa, de 2,504 milhões de euros, decorre da diminuição do valor médio do ativo, da diminuição das amortizações e da redução das taxas de remuneração, inferiores em cerca de 0,09 p.p.. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2021 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁷³ é o que se apresenta no Quadro 4-97.

⁷³ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Quadro 4-97 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2021	Estimativa 2021	Tarifas 2022
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	6 053	5 674	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	133 604	125 326	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	4,85%	4,76%	
A = 1 + 2 x 3		12 527	11 634	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		-893
	k_{10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread		0,011%
C = (1 + k_{10}) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		-894

Ajustamento DEE BT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2021	Estimativa 2021	Tarifas 2022
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 619	6 211	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	81 460	78 755	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	4,85%	4,76%	
A = 1 + 2 x 3		11 567	9 957	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)		Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		-1 610
	k_{10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread		0,011%
C = (1 + k_{10}) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		-1 610

4.6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação que se inicia 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», que acompanha as tarifas para 2022.

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 4-98 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

Quadro 4-98 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas de 2021	Tarifas de 2022	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	709	751	6,0%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	6 208	7 064	13,8%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,70%	-3,0%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-24	-185	656,5%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	6 493	6 979	7,5%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-20	-5	-76,7%
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-86	-244	184,5%
h	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
1 = a+b*c+d+e+f-g-h	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 543	8 116	7,6%
i	Energia Distribuída (MWh)	683 981	746 541	9,1%
2=(1+g+h)/i	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	10,90	10,54	-3,3%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	43	48	13,3%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	355	462	30,0%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,70%	-3,0%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-8	-1	-84,5%
e' = f' + g' * h'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	301	672	123,5%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	151,178	336	122,3%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,19723	0,43487	120,5%
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	759	773	1,9%
i'	Taxa de inflação (IPiB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,32%	1,19%	-48,8%
j'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-2	0	-100,0%
k'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	289	50	-82,8%
l'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3 = a' + b' * c' + d' + e' + j' - k' - l'	Proveitos Permitidos em MT	61	691	1028,4%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	666	703	5,5%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	5 853	6 602	12,8%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,85%	4,70%	-3,0%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-16	-184	1042,7%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 192	6 306	1,9%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 073	3 153	2,6%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02486	0,02455	-1,3%
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	125 430	128 450	2,4%
i''	Taxa de inflação (IPiB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	2,32%	1,19%	-48,8%
j''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-18	-5	-74,4%
k''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-375	-294	-21,7%
l''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
11 = a'' + b'' * c'' + d'' + e'' + f'' + h'' + i'' - j'' - k''	Proveitos Permitidos em BT	7 482	7 425	-0,8%

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 2022 apresentam um acréscimo na ordem dos 7,6% relativamente ao valor de tarifas de 2021. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos unitários por energia distribuída apresentam um decréscimo de 3,3%, facto que é explicado em grande parte pelo aumento da previsão de energia distribuída para 2022.

4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2020

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 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2020 e os que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 115.º aos valores realmente verificados em 2020.

O Quadro 4-99 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2020, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de 0,050 milhões de euros (linha 10) e em BT de -0,294 milhões de euros, perfazendo um ajustamento de -0,244 (linha 18) milhões de euros⁷⁴ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2020 com os valores estimados em 2020 no cálculo das tarifas de 2020, por nível de tensão.

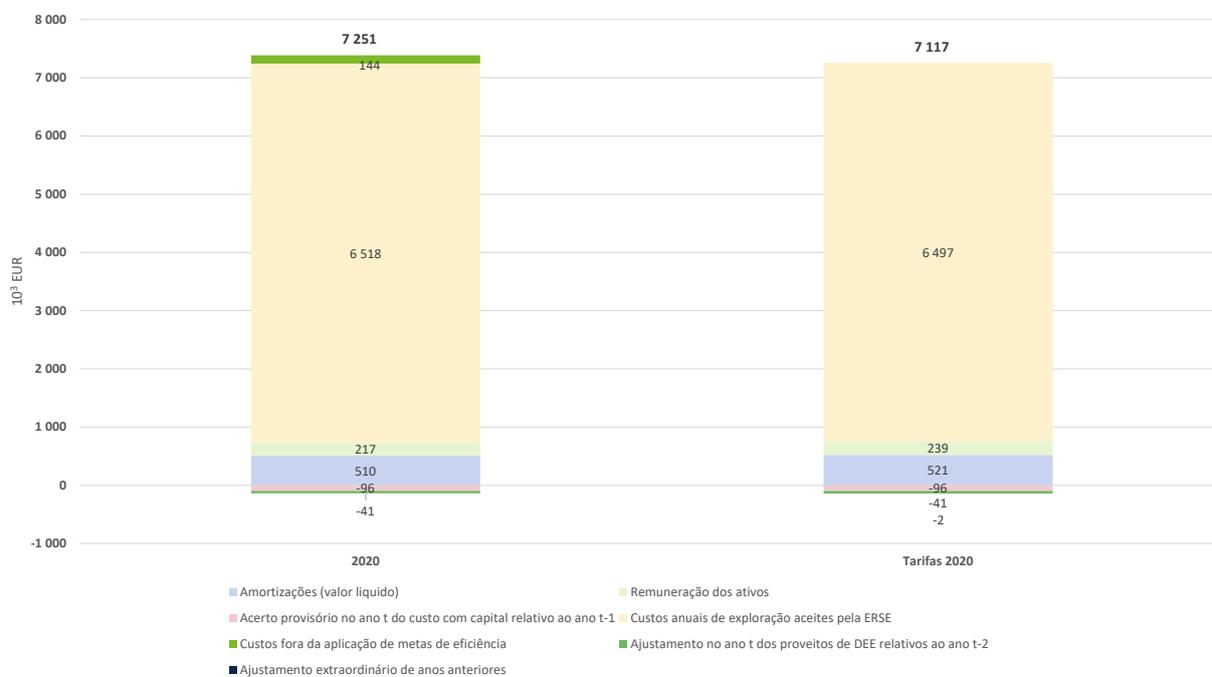
⁷⁴ Um ajustamento negativo significa um montante a receber pela empresa.

Quadro 4-99 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		Tarifas de 2020	Acelte em 2020	Diferença Aceite - Tarifas	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	521	510	-11	-2,09%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 650	4 484	-166	-3,57%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	-0,29%	-5,59%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-96	-96	0	0,00%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	6 497	6 518	21	0,33%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-2	144	145	-8803,39%
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	41	41	0	0,00%
h	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	
1 = a+b+c+d+e+f-g-h	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 117	7 251	134	1,88%
j	Energia Distribuída (MWh)	754 696	717 562	-37 135	-4,92%
2=(1+g+h)/j	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,48	10,16	0,68	7,14%
tx t-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 (até T2011 taxa Euribor a 3M)		-0,31%		
	Spread no ano t-2, em pontos percentuais.		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)		-0,49%		
	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.		0,50%		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	37	44	7	19,04%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	324	304	-20	-6,07%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	0	-5,59%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-2	-2	0	0,00%
e' = f' + g' * h'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	301	301	0	0,16%
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)	0,197582	0,197582	0	0,00%
h'	Indutor de custos (nº médio de clientes)	756	759	3	0,33%
i'	Taxa de inflação (IPIB 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	
l'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	25	25	0	0,00%
m'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	0	
3 = a' + b' * c' + d' + e' + k' - l' - m'	Proveitos Permitidos em MT	327	333	6	1,70%
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		203		
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT		188		
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de CEE, em MT				
7=4+5+6	Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT		391		
7'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem Juros		58		
8 = 7' * (1+tx_t) * (1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX		58		
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1 em MT		-8		
10 = 8 + 9' * (1+tx_t)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX		50		
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	484	466	-18	-3,69%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 326	4 180	-146	-3,38%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	0	-5,59%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-94	-94	0	0,00%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 196	6 216	21	0,33%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 079	3 079	0	0,00%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (K/cliente)	0,0249073	0,0249073	0	0,00%
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	125 148	125 976	828	0,66%
i''	Taxa de inflação (IPIB 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	-2	144	145	-8803,39%
l''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	16	16	0	0,00%
m''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	0	
11 = a'' + b'' * c'' + d'' + e'' + f'' + g'' + h'' + i'' - j'' - k''	Proveitos Permitidos em BT	6 790	6 918	128	1,89%
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		3 451		
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT		3 190		
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA imputáveis à atividade de CEE, em BT				
15 = 12+13+14	Proveitos recuperados na atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT		6 641		
15'	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem Juros		-277		
16 = 15' * (1+tx_t) * (1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX		-278		
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT		-16		
18 = 16+17*(1+tx_t)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX		-294		
19 = 10+18	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a t-2		-244		

Na Figura 4-29 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da CEE.

Figura 4-29 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



Número médio de clientes

O Quadro 4-100 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2020 para cálculo das tarifas de 2020 e o número ocorrido em 2020.

Quadro 4-100 - Número médio de clientes

	Real 2020	Tarifas 2020	Diferença (Real 2020 - Tarifas 2020)	
Clientes MT	759	756	3	0,3%
Clientes BT	125 976	125 148	828	0,7%
Total	126 735	125 904	831	0,7%

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 2020 foi de 5,13%. 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 4,85%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2020, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2021, no montante de -0,096 milhões de euros (-0,002 milhões de euros em MT e -0,094 milhões de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2020.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

Os proveitos permitidos de 2022 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2021, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2021. O valor total a devolver pela empresa, decorre sobretudo do decréscimo ocorrido ao nível da taxa de remuneração em 0,09 p.p., é de 0,184 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2021 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁷⁵ é o que se apresenta no Quadro 4-101 .

⁷⁵ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Quadro 4-101 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2021	Estimativa 2021	Tarifas 2022
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	43	41	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	355	364	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	4,85%	4,76%	
A = 1 + 2 x 3		60	59	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas) Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1				-1
i _{t-10} taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread				0,011%
C = (1 + i _{t-10}) x B Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1				-1

Ajustamento CEE BT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2021	Estimativa 2021	Tarifas 2022
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	666	554	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	5 853	4 463	
3	Taxa de remuneração do ativo fixo	4,85%	4,76%	
A = 1 + 2 x 3		950	766	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas) Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1				-184
i _{t-10} taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread				0,011%
C = (1 + i _{t-10}) x B Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1				-184

4.6.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2022

No Quadro 4-102 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2022 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-102 - Proveitos permitidos à EDA para 2021

	Unidade: 10 ³ EUR		
	Tarifas de 2021	Tarifas de 2022	Varição (%)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	117 287	150 481	28,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	41 158	38 866	-5,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 543	8 116	7,6%
Proveitos permitidos da EDA	165 987	197 463	19,0%

Verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 19,0%. As atividades que contribuíram para esta evolução foi a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, com um acréscimo de 28,3%, e a Comercialização de Energia Elétrica, com um aumento de 7,6%, enquanto, em sentido contrário, a atividade de Distribuição de Energia Elétrica registou um decréscimo de 5,6%.

Não considerando os ajustamentos definitivos de 2020 e provisórios de 2021, observa-se um acréscimo dos proveitos em 28,8%.

Quadro 4-103 - Proveitos permitidos à EDA, para 2020, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1

Unidade: euros

	Tarifas de 2021	Tarifas de 2022	Variação (%)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	113 998	159 510	39,9%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	41 496	42 357	2,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 482	8 057	7,7%
Proveitos permitidos da EDA	162 977	209 924	28,8%

exclui ajustamentos t-2 e de t-1

O ajustamento a devolver pela EDA em 2022 relativamente ao ano de 2020, atualizado para 2022, será de cerca de 8,164 milhões de euros.

Quadro 4-104 - Proveitos permitidos em 2020 e ajustamentos em 2022, na RAA

Unidade: 10³ EUR

Tarifas 2020	Proveitos recuperados em 2020, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2020	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA	Proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2022	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2022 (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 2022	
(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	139 596	87 314	44 757	0	124 352	606	8 342	-921	7 421
Distribuição de Energia Elétrica	38 272	20 216	17 573	0	36 792	0	999	-11	987
Comercialização de Energia Elétrica	7 117	3 654	3 378	0	7 251	0	-219	-24	-244
Proveitos permitidos à EDA	184 985	111 184	65 707	0	168 395	606	9 121	-957	8 164

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (176,891⁷⁶ milhões de euros) durante 2020 pela EDA são inferiores ao previsto (184,985 milhões de euros) em cerca de 4,4%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2020 (168,395 milhões de euros) acrescidos do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, são cerca de 8,6% inferiores aos calculados para Tarifas 2020, o desvio de 2020, antes do ajustamento resultante da convergência tarifária, atinge os 9,121 milhões de euros. A este montante soma-se o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2020 (-0,957 milhões de euros).

O ajustamento a devolver pela EDA em 2022 relativamente ao ano de 2020 atualizado para 2022 será de 8,164⁷⁷ milhões de euros.

4.6.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-105 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-105 - Custo com a convergência tarifária da RAA

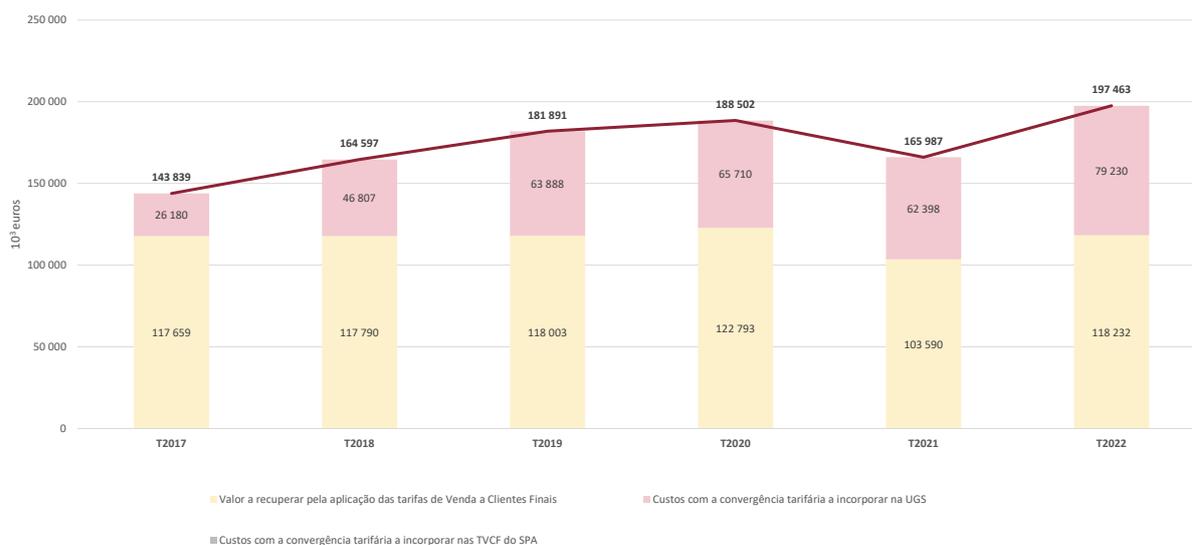
		Tarifas 2021	Tarifas 2022	Diferença Tarifas 2022 - Tarifas 2021	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
A=1-2	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	37 307	58 594	21 287	36,3%
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	117 287	150 481	33 194	22,1%
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	79 980	91 887	11 908	13,0%
B=3-4	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	21 031	16 954	-4 077	-24,0%
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	41 158	38 866	-2 292	-5,9%
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	20 127	21 912	1 785	8,1%
C=5-6	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	4 061	3 682	-378	-10,3%
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 543	8 116	572	7,1%
6	Proveitos obtidos pela aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA e das tarifas de comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPA	3 483	4 433	950	21,4%
D=A+B+C	Custo da Convergência Tarifária	62 398	79 230	16 832	21,2%

A Figura 4-30 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2017 a 2022.

⁷⁶ 111 184 (coluna 2) + 65 707 (coluna 3) = 176 891

⁷⁷ Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

Figura 4-30 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2017 a 2022



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2022 é superior ao verificado nos anos que constam da série histórica observada.

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 2022.

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», que acompanha as tarifas para 2022, 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 4,40%, 4,70% e de 4,70%, respectivamente.

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 OPEX⁷⁸, enquanto ao nível do CAPEX⁷⁹ 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», que acompanha estas tarifas.

4.7.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

CUSTOS DE EXPLORAÇÃO LÍQUIDOS DE PROVEITOS SUJEITOS A METAS DE EFICIÊNCIA

Conforme referido, a metodologia de regulação dos custos de exploração na atividade de AGS manteve-se no período de regulação 2022-2025, com base num mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

Desde o período regulatório iniciado em 2009, são aplicadas metas de ganhos de eficiência nas atividades de distribuição e de comercialização de energia elétrica. Este racional foi igualmente orientador de uma metodologia regulatória para a aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas, baseado na definição de

⁷⁸ Do inglês *operational expenditure*, que corresponde aos custos de exploração, isto é, gastos operacionais deduzidos das amortizações.

⁷⁹ Do inglês *capital expenditure*, que corresponde ao custo com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

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.

De salientar que este processo se iniciou numa fase importante para as empresas insulares, por coincidir com a renegociação dos seus contratos de fornecimento de fuelóleo.

Refira-se, também, que 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 Regiões Autónomas. Neste contexto, surgiu 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 do referido estudo, para os anos de 2015, 2016 e estimativas para 2017, na preparação do período regulatório que se iniciava em 2018 a ERSE 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, realizado pela PwC, concluído em 2021. Na sequência da sua realização, a ERSE procedeu a uma análise das conclusões do consultor plasmadas no documento «Estudo de atualização dos Custos de Referência e Metas de Eficiência para aquisição de

combustíveis nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira», que foram tidas em consideração na determinação dos parâmetros associados aos custos com aquisição eficiente de combustíveis das Regiões Autónomas, das empresas EDA e EEM.

As conclusões deste estudo encontram-se resumidas no documento de «Parâmetros de regulação para o período 2022 a 2025», que acompanha este documento, e servem 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.

O Quadro 4-106 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2022.

Quadro 4-106 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2022

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2022 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2022 EUR
Madeira	488,524	36 675		108 467	18 025 204
Porto Santo	478,234	6 942	0		3 319 691
		43 617	0	108 467	21 344 895

O Quadro 4-107 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gasóleo, em 2022.

Quadro 4-107 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2022

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2022 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2022 EUR
Madeira	0,765	825 351	0	631 521
Porto Santo	0,765	989 260	0	756 937
		1 814 611	0	1 388 457

O Quadro 4-108 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2022.

Quadro 4-108 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2022

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1)	Consumo 2022 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes 2022 EUR (1) * (2)
Madeira	37,02	419 103	15 514 612

Os custos com gásóleo e gás natural são somados na rubrica de Outros Custos com Combustíveis e Lubrificantes, onde se incluem, entre outros, os custos com óleo e biofuel. Tal como referido, os custos aceites com a aquisição de gásóleo e de gás natural tiveram por base custos eficientes, tendo a ERSE aceite os custos previstos pela empresa para os restantes combustíveis e lubrificantes analisados neste ponto. O quadro infra evidencia estes valores.

Quadro 4-109 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2022

	Custo médio unitário (EUR/kl)	Quantidades (kl)	Custo total anual (EUR)
Óleo	1 821,82	353,38	643 798
Outros custos com combustíveis e lubrificantes			643 798

Conforme referido anteriormente, na sequência da publicação da Lei 75-B/2020, de 31 de dezembro, o fuelóleo e o gásóleo consumidos nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, passaram desde 2021, a pagar uma parte dos custos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, começando em 2021 num valor correspondente a 25% e aumentando gradualmente até atingir os 100%, em 2025. Assim, para 2022, os custos previstos com a aquisição de fuelóleo e gásóleo nas Regiões Autónomas incluem os custos previstos com o imposto sobre os produtos petrolíferos (ISP) e com a taxa de adicionamento sobre as emissões de CO₂, que neste caso incide apenas sobre os combustíveis consumidos nas centrais não enquadradas pelo CELE.

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 2022 aceitou o valor de 4,144 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 CO₂

Com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão, deixou de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor, pelo que os custos incorridos pela EEM com aquisição de licenças de emissão de CO₂ passam a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos.

A partir de 2016, a EEM passou igualmente a centralizar a aquisição de licenças de CO₂ necessárias para cobrir as emissões da central térmica do Caniçal, na medida em que a AIE⁸⁰ delegou na EEM o direito ao ressarcimento dos custos assumidos com a aquisição de licenças do CO₂ junto do Sistema Elétrico Nacional.

Deste modo, e tendo em conta que (i) a EEM, em conjunto com a AIE, prevê adquirir 345 716 licenças, e (ii) o preço previsto para 2022 para valorização destas licenças é de 60,13 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 20,8 milhões de euros.

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 vigor. O Quadro 4-110 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2022, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2021.

⁸⁰ *Atlantic Island Electricity*

Quadro 4-110 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

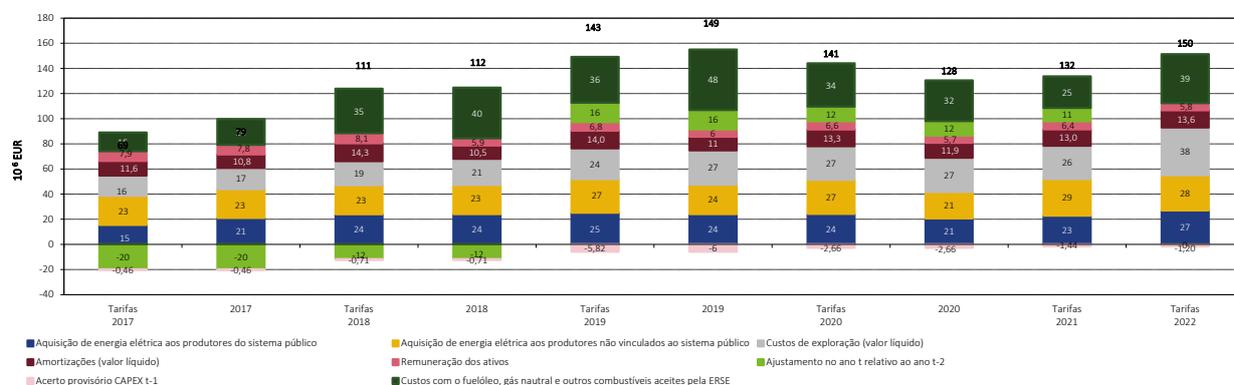
		Unidade: 10 ⁷ EUR		
		Tarifas 2021	Tarifas 2022	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = ((2) - (1)) / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos participados	12 976	13 647	5,2%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	139 173	131 823	-5,3%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	4,60%	4,40%	-0,2 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 441	-1 200	-16,7%
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	22 772	26 921	18,2%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	29 182	28 055	-3,9%
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	13 079	-0,2%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	3 500	4 144	18,4%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	10 652	21 345	100,4%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	14 393	17 547	21,9%
k	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	9 887	20 789	110,3%
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental previstos para o ano t, aceites pela ERSE	0	0	-
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-10 788	314	-102,9%
1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l - m	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	132 212	149 813	13,3%
2	Emissão para a rede (MWh)	862 080	864 617	0,3%
3 = (1 + m) / 2	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	140,85	173,63	23,3%
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social	-3 856	-3 289	-

Pela análise do Quadro 4-110, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2022 regista um valor superior ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2021, 149,8 milhões de euros. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2022 apresentam um acréscimo na ordem dos 23,3%, para os 173,63 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 18,2%;
- Acréscimo dos custos com o fuelóleo aceites pela ERSE, em 100,4%;
- Acréscimo com a aquisição dos custos com licenças de emissão de CO₂, em 110,3%;
- Redução dos ajustamentos de t-2, em cerca de 11 milhões de euros, passando de um valor a receber pela empresa, em 2021, para um valor a devolver em 2022.

A figura infra apresenta, para os anos de 2017 a 2022, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites em ajustamentos de 2017 a 2020. A comparação entre o valor do ano de 2020 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2020 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-31 - 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 63% do total dos proveitos permitidos de 2022 (excluindo os ajustamentos de t-2) da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, 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 2020

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 496/2020, de 26 de maio.

O Quadro 4-111 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2020, a repercutir em 2022. São igualmente apresentados nas secções seguintes os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2020.

O desvio em 2020 entre o previsto e o ocorrido é explicado pela redução dos custos operacionais (OPEX), com a diminuição dos custos com a produção, aquisição de energia a produtores não vinculados e dos

custos com fuelóleo, bem como dos custos com o capital, através da diminuição das amortizações, do ativo médio líquido e da taxa de remuneração do capital. Em sentido contrário, registou-se um aumento dos custos de operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à AGS e dos custos com aquisição de licenças de emissão de CO₂. Esta conjugação de fatores originou um desvio positivo, ou seja, um ajustamento a pagar pela empresa, de 0,314 milhões de euros.

Este desvio pode ser decomposto nas seguintes parcelas:

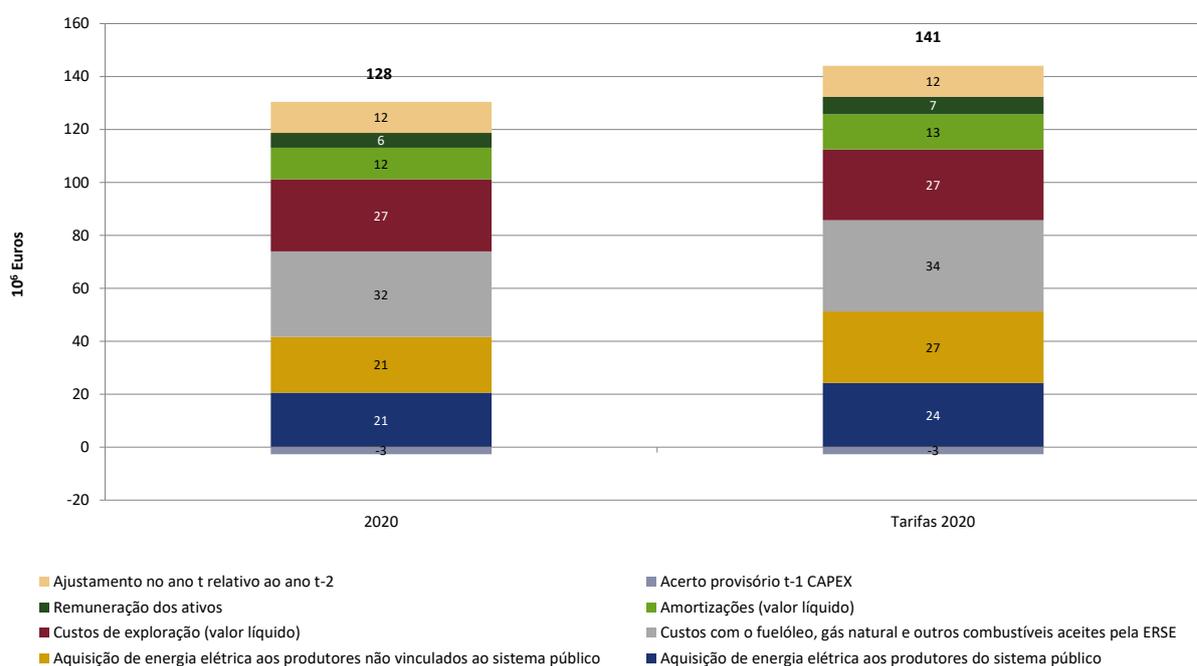
- -33,56 milhões de euros (linha 3) resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2020 por aplicação das tarifas no Continente (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2021 (linha 1);
- 38,71 milhões de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS;
- -3,40 milhões de euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional;
- -1,44 milhões de euros (linha 10) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-111 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

	2020 10 ⁶ EUR	Tarifas 2020 10 ⁶ EUR	Diferença 2020 - Tarifas 2020	
			10 ⁶ EUR	%
a	11 897	13 286	-1 389	-10,5%
b	123 092	134 980	-11 887	-8,8%
c	4,60%	4,88%	-0,29 p.p.	-
d	-2 662	-2 662	0	-
e	20 586	24 236	-3 651	-15,1%
f	21 062	27 036	-5 974	-22,1%
g	12 999	12 999	0	0,0%
i	4 865	4 500	365	8,1%
j	15 497	17 588	-2 091	-11,9%
k	16 781	16 840	-59	-0,4%
l	9 410	9 298	112	1,2%
m	0	0	0	-
n	-11 685	-11 685	0	-
1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l + m - n	127 777	141 398	-13 621	-9,6%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente		94 219	
3 = 2 - 1	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos		-33 558	
4	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS		38 714	
5	Custo da convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAM		0	
6	Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional		-3 404	
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread		0,194%	
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		0,011%	
9 = [3 + 4 + 5 + 6] * [1 + (7/100)] * [1 + (8/100)]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2		1 755	
10	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros		-1 441	
11 = 9 + 10	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2		314	

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS, comparando os proveitos previstos em tarifas com os valores ocorridos. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2020 como em Tarifas de 2020, são os custos com a aquisição de fuelóleo, gás natural e outros combustíveis aceites pela ERSE, seguida dos custos com aquisição de energia, quer aos produtores do sistema público, quer aos produtores não vinculados. Como referido anteriormente, é nestas rubricas onde se verificaram os maiores desvios.

Figura 4-32 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM

No Quadro 4-112 analisa-se a aquisição de energia elétrica efetuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O menor valor do custo total da aquisição de energia elétrica a outros produtores do SPM face ao previsto resulta do decréscimo do preço médio de aquisição de energia de origem térmica, comparativamente aos valores de tarifas para 2020.

Quadro 4-112 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM

	2020	Tarifas 2020	Desvio (2020-Tarifas 2020)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	193 029	192 000	1 029	0,5%
Preço Médio (EUR/MWh)	106,6	126,2	-19,6	-15,5%
Custo Total (10³ EUR)	20 586	24 236	-3 651	-15,1%

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 2020 com os previstos nas tarifas para 2020.

Quadro 4-113 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados

	2020	Tarifas 2020	Desvio (2020-Tarifas 2020)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	160 285	211 475	-51 189	-24,2%
Preço Médio (EUR/MWh)	131,4	127,8	3,6	2,8%
Custo Total (10³ EUR)	21 062	27 036	-5 974	-22,1%

O preço médio de aquisição aos produtores não vinculados foi mais alto do que o previsto. No entanto, tal não impediu que os custos tenham sido inferiores ao previsto, o que se justifica pela quantidade adquirida ter sido menor do que o considerado nas tarifas. Esta diferença é explicada pelo efeito das medidas de combate à pandemia do COVID-19, que impactou de forma muito negativa o consumo de energia elétrica na RAM.

O preço médio de aquisição aos produtores não vinculados foi superior ao preço médio de aquisição aos outros produtores do SPM. Tal se deve a uma diferença entre o mix de produção ocorrido e o previsto, em que as tecnologias de produção mais caras assumiram um peso mais elevado do que o esperado no total da energia produzida.

No Quadro 4-114 é analisada a aquisição de energia elétrica, desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2020 com os valores das tarifas para 2020.

Quadro 4-114 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2020					Tarifas 2020					Variação 2020/Tarifas 2020		
	MWh			10 ³ EUR	EUR/MWh	MWh			10 ³ EUR	EUR/MWh	MWh	10 ³ EUR	EUR/MWh
	Madeira	Porto Santo	EEM			Madeira	Porto Santo	EEM					
Total de aquisições ao SIM	155 667	4 575	160 243	21 060	131,4	204 594	6 881	211 475	27 036	127,8	-24,2%	-22,1%	2,8%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	3 925	0	3 925	444	113,0	4 565	0	4 565	538	117,8	-14,0%	-17,5%	-4,0%
Eólica	83 813	878	84 691	7 343	86,7	132 242	3 152	135 394	11 993	88,6	-37,4%	-38,8%	-2,1%
Geotérmica													
Outros	67 929	3 698	71 627	13 274	185,3	67 787	3 729	71 516	14 505	202,8	0,2%	-8,5%	-8,6%
RSU	40 744	0	40 744	3 623	88,9	38 023	0	38 023	3 426	90,1	7,2%	5,8%	-1,3%
Fotovoltaica	22 400	3 246	25 646	8 715	339,8	24 730	3 180	27 910	9 671	346,5	-8,1%	-9,9%	-1,9%
Microprodução	4 785	451	5 237	936	178,7	5 034	549	5 582	1 408	252,2	-6,2%	-33,5%	-29,1%

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 4-115 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2020 previstos e ocorridos

	Custo total (10 ³ EUR)					
	Aceite ERSE	Previsto tarifas	Verificado	Variação		
	(1)	(2)	(3)	[(1) - (3)] / (3)	[(1) - (2)] / (2)	[(3) - (2)] / (2)
Fuelóleo	15 497	17 588	17 353	-10,7%	-11,9%	-1,3%
Gasóleo	1 087	923	1 283	-15,3%	17,8%	39,0%
Óleo + Amónia + Biofuel	680	577	680	0,0%	17,9%	17,9%
Gás Natural	15 014	15 340	15 066	-0,3%	-2,1%	-1,8%
Total	32 278	34 428	34 382	-6,1%	-6,2%	-0,1%

Observa-se que, em 2020, os custos com os combustíveis aceites pela ERSE foram inferiores aos verificados, devido ao facto de o fuelóleo adquirido pela EEM já não ser proveniente da refinaria de Sines, considerado

nos custos de referência, passando a ser comprado em mercados mais longínquos, cuja componente de transporte é bastante superior ao anteriormente verificado.

Custos de referência para a aquisição de fuelóleo, gasóleo e gás natural na RAM

O Quadro 4-116 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2020.

Quadro 4-116 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2020

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2020 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2020 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
Madeira	284,744	46 695		181 030	13 477 008	15 179 962	-1 702 954
Porto Santo	274,454	6 900	126 000		2 019 820	2 173 053	-153 233
		53 595	126 000	181 030	15 496 828	17 353 015	-1 856 187

O Quadro 4-117 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2020.

Quadro 4-117 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2020

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2020 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2020 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
Madeira	0,447	951 256	24 395	449 141	539 737	-90 596
Porto Santo	0,447	1 407 742	9 729	638 300	743 507	-105 207
		2 358 998	34 124	1 087 441	1 283 244	-195 803

O Quadro 4-118 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2020.

Quadro 4-118 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2020

	Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2020 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes 2020 EUR	Custo real EUR/MWh térmico	Custos não aceites EUR
Madeira	34,93	429 762	15 013 655	15 065 533	-51 878

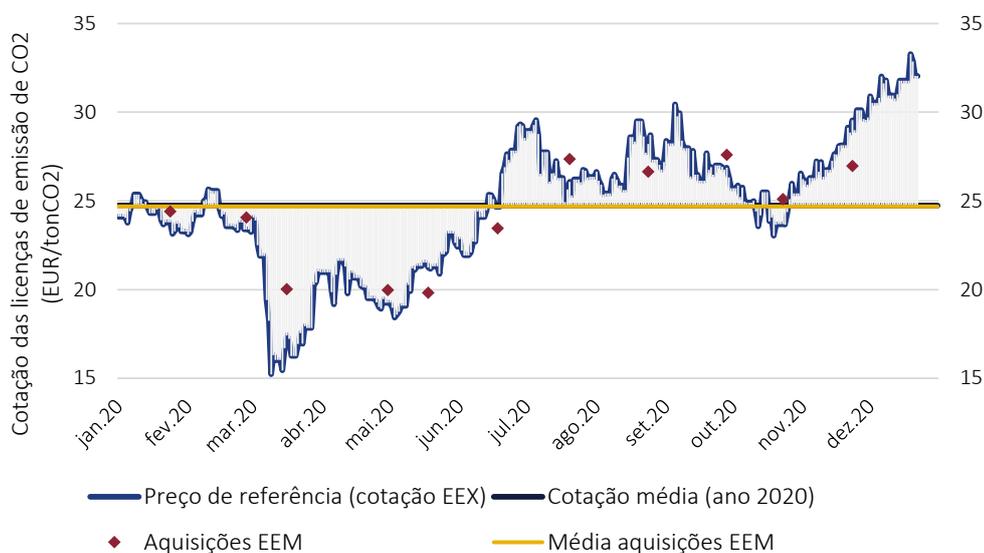
Licenças de CO₂

Em 2020, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas (direta ou indiretamente) pela EEM (Vitória, Porto Santo e Caniçal) correspondeu a 379 594 toneladas de CO₂, das quais 128 973 foram adquiridas licenças pela EEM, em virtude da necessidade da AIE⁸¹ adquirir as licenças necessárias para cobrir as emissões de CO₂ referente à central termoelétrica do Caniçal, depois de utilizadas todas as licenças de emissão de CO₂ gratuitas, ao abrigo do Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão de CO₂ (PNALE).

No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças correspondentes a 380 mil toneladas de CO₂, o que significou um grau de cobertura das emissões de cerca de 100%. O custo global das licenças adquiridas no ano orçou em 9,410 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 24,68 EUR/ton_{CO2}.

⁸¹ *Atlantic Island Electricity*

Figura 4-33 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAM, 2020



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EEM em 2020 foi inferior à cotação média em mercado secundário em 0,05 EUR/ton_{CO2}. Nesse sentido, o custo global de aquisição foi cerca de 18,9 mil euros inferior ao custo de referência estimado para o global do ano.

Os custos fixos de transação, reportados pela EEM para a negociação efetuada em 2020 foram de 20 000 euros, igual ao valor máximo previsto no incentivo (20 mil euros). O custo variável global de aquisição reportado pela EEM foi de 37,5 mil euros, o que corresponde a 0,1 EUR/ton_{CO2} muito acima do valor de referência de 0,006 EUR/ton_{CO2}.

Em termos globais, para a RAM, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2020, de 9,410 milhões de euros (cerca de 380 mil toneladas valorizadas a 24,73 EUR/ton_{CO2}), a que acrescem 2 278 euros relativos aos custos variáveis de transação.

O valor global de custos reconhecidos à EEM a respeito da transação de licenças de CO₂, para o ano de 2020 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 9 409 637,18 euros, no qual se incluem os custos de transação em mercado no valor de 20 000 euros.

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O quadro infra apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-119 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	2020 (1)	Tarifas 2020 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	10 158	16 308	-37,7%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	498 892	525 467	
Investimento Direto	535	15 694	
Transferências para Exploração	1 485	5 699	
Reclassificações, alienações e abates	-993	0	
Saldo Final (2)	499 920	546 860	-8,6%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	338 655	341 759	
Amortizações do Exercício	13 379	16 439	
Regularizações	-992	0	
Saldo Final (4)	351 042	358 198	-2,0%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	31 228	48 779	
Comparticipações do ano	1 956	8 007	
Amortização do ano	1 482	3 153	
Saldo Final (6)	31 702	53 632	-40,9%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2019 (7) = (1) - (3) - (5)	129 008	134 929	-4,4%
Valor de 2020 (8) = (2) - (4) - (6)	117 176	135 030	-13,2%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	123 092	134 980	-8,8%

À semelhança do sucedido nos últimos anos, o desvio verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2020 decorreu da reavaliação por parte da EEM dos seus planos de investimento.

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 regulatório 2018-2020 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 2020 foi de 4,88%. 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 4,60%.

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 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 2022 através da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2020, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2021, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais. O cálculo do valor do ajustamento por aplicação da tarifa social, no montante de -12 milhares de euros, pode ser analisado no quadro seguinte.

Quadro 4-120 - Ajustamento da tarifa social

		10³ EUR
		2020
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	3 433
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2	3 344
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	88
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	100
i_{t-2}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,194%
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,011%
$E = C \times (1 + i_{t-2}) \times (1 + i_{t-1}) - [D \times (1 + i_{t-1})]$	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	-12

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2022 incluem, também, um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2021, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2021. O valor total a devolver ao sistema decorre do decréscimo verificado ao nível do valor médio dos ativos fixos e das respetivas amortizações, bem como da 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 4-121.

Quadro 4-121 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unid: 10³ EUR

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2021	2021 em 2021	Tarifas 2022
1	Amortização dos ativos fixos	12 976	12 585	
2	Valor médio dos ativos fixos	139 173	123 984	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,60%	4,51%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	19 372	18 172	
B= A (2021 em 2021) - A (Tarifas 2021)	Ajustamento sem juros			-1 200
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,011%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-1 200

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 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 496/2020, de 26 de maio, o ajustamento 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 2021 e o desconto previsto conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2021, ascendendo a 570 milhares de euros. Este montante é atualizado para 2022 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2021, 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 4-122 - Ajustamento provisório da tarifa social

10³ EUR

		2021
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	3 856
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	3 285
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	570
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,011%
D = (1 + i_{t-1}) x C	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	570

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», que acompanham as tarifas para 2022.

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 111º do Regulamento Tarifário em vigor. O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2022, encontrando-se, igualmente, apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2021.

Quadro 4-123 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2021	Tarifas 2022	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]	14 142	13 083	-7,5%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	9 461	9 139	-3,4%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	110 366	103 481	-6,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	4,85%	4,70%	-0,15 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-667	-919	37,7%
2	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f) * (g) + (h) * (i)]	4 716	4 996	5,9%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 308	2 498	8,2%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 408	2 498	3,7%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/kWh)	0,00548	0,00572	4,4%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	217 757	218 386	0,3%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	3,78973	3,82009	0,8%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	321	327	1,9%
3	Rendas de concessão dos municípios em MT	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-230	-268	-
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	19 088	18 348	-3,9%
6	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]	9 434	9 441	0,1%
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	6 732	6 975	3,6%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	53 319	53 978	1,2%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	4,85%	4,70%	-0,15 p.p.
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	119	-72	-
7	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(n) + (o) * (p) + (q) * (r)]	12 141	11 667	-3,9%
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 063	5 834	-3,8%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 078	5 833	-4,0%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/kWh)	0,00519	0,00507	-2,3%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	572 738	575 138	0,4%
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,02220	0,02063	-7,1%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	139 824	141 414	1,1%
8	Rendas de concessão dos municípios em BT	6 764	6 933	2,5%
9	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
10	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	309	275	-
11 = 6 + 7 + 8 + 9 - 10	Proveitos Permitidos em BT	28 030	27 766	-0,9%
12 = 5 + 11	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 117	46 114	-2,1%
13	Energia Distribuída (MWh)	790 495	793 524	0,4%
14 = (12 + 4 + 10) / 13 * 1000	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	59,7	58,1	-2,7%

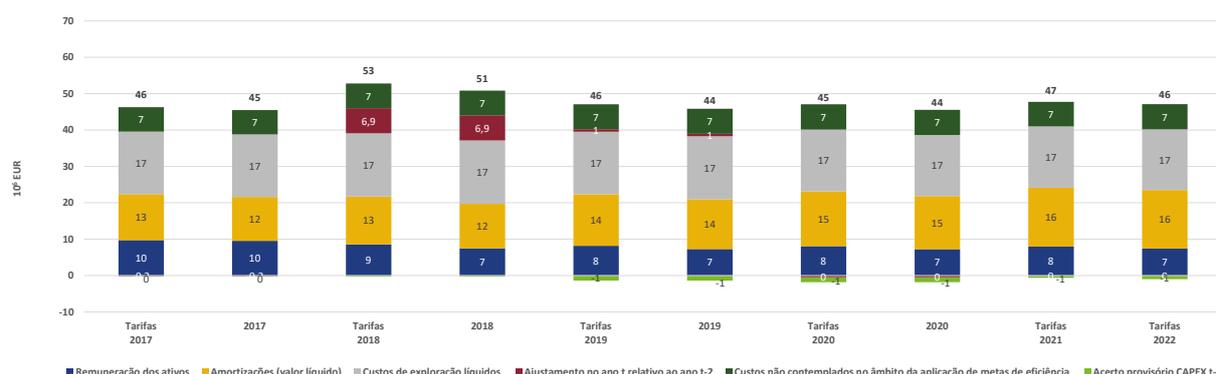
A análise do quadro evidencia um decréscimo do nível dos proveitos permitidos em média tensão de 2022 face aos valores aceites das tarifas para 2021 (de 19,1 milhões de euros para 18,3 milhões de euros), enquanto os proveitos permitidos da baixa tensão apresentam um decréscimo menor (de 28,0 milhões de euros para 27,8 milhões de euros). No total da atividade de distribuição de energia elétrica, os proveitos permitidos diminuem -2,1% para 46,1 milhões de euros

Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta uma redução de 2,7%, para os 58,1 EUR/MWh. Esta evolução deve-se, essencialmente, ao decréscimo do CAPEX em MT e BT (-7,5% e 0,1%, respetivamente) em relação a tarifas de 2021, devido ao menor investimento e à redução do WACC em 15 p.p..

Por outro lado, o OPEX aumenta 5,9% ao nível da MT e diminui 3,9% 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», que acompanha a atual proposta tarifária.

Na Figura 4-34 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2017 a 2022, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2020 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2020 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-34 - 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 2022 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.

Prevê-se que em 2022 o valor das rendas na Região Autónoma da Madeira ascenda a 6,9 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.3.

4.7.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO DE 2020

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 496/2020, de 26 de maio.

No Quadro 4-124 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2020, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2020, por nível de tensão.

Os custos com capital em MT foram menores do que o previsto para 2020, enquanto no que diz respeito aos custos de exploração os valores apresentaram praticamente o mesmo nível da previsão. Para a BT não correram variações significativas entre os valores previstos e ocorridos, quer ao nível do CAPEX quer ao nível do OPEX.

Assim, o ajustamento de MT situa-se nos -0,268 milhões de euros, valor a reaver pela empresa, enquanto o ajustamento de BT, de 0,321 milhões de euros, é a devolver pela empresa. Analisando o total da atividade, observa-se um ajustamento positivo de t-2 para a atividade de distribuição de 0,053 milhões de euros.

O desvio de 2020 é decomposto pelas seguintes parcelas:

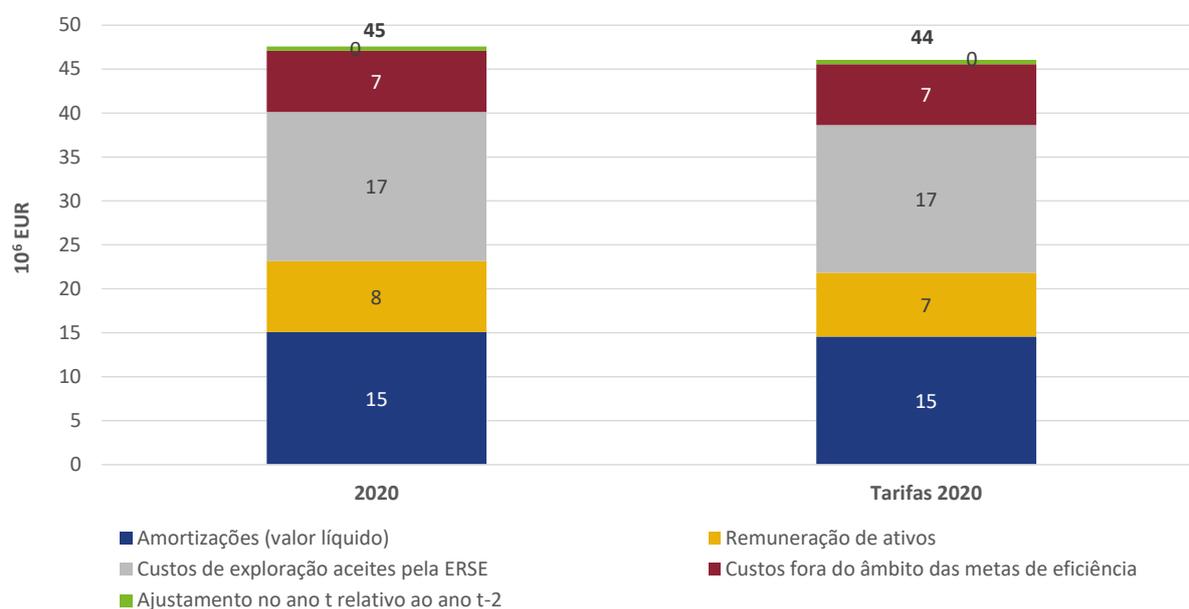
- -20,2 milhões de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2020 por aplicação das tarifas no Continente no total (linha 6 e linha 20) e os proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2021 (linhas 5 e 19));
- +20,7 milhões de euros (linhas 7 e 21) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE;
- -0,5 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 4-124 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2020		Diferença	
		10 ⁶ EUR	Tarifas 2020 10 ⁶ EUR	2020 - Tarifas 2020 10 ⁶ EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]	11 915	13 152	-1 237	-9,4%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	8 504	9 074	-570	-6,3%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	98 310	105 804	-7 494	-7,1%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	4,85%	5,13%	-0,29 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 353	-1 353	0	-
2	Custos de exploração afectos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]	4 633	4 678	-45	-1,0%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 324	2 324	0	0,0%
e	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 309	2 354	-45	-1,9%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,00551	0,00551	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	192 580	210 117	-17 537	-8,3%
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	3,81557	3,81557	0	0,0%
	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	327	313	14	4,3%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-2	0	-2	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	342	342	0	0,0%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	16 205	17 488	-1 283	-7,3%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	1 712			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	14 891			
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	0,194%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,011%			
11 = (6 - 5 + 7 + 8) * [1+(9)/100]*[1+(10)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	399			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-667			
13 = 11 + 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	-268			
14	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k) + (i')]	8 576	8 658	-82	-0,9%
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	6 071	5 999	72	1,2%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	51 423	51 541	-118	-0,2%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	4,85%	5,13%	-0,29 p.p.	-
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	13	13	0	-
15	Custos de exploração afectos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]	12 170	12 310	-140	-1,1%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 104	6 104	0	0,0%
m	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 065	6 206	-140	-2,3%
n	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,00523	0,00523	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	558 084	589 120	-31 036	-5,3%
p	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,02235	0,02235	0	0,0%
	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	140 856	139 878	978	0,7%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	6 876	6 924	-48	-
17	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	46	23	24	-
18	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	155	155	0	0,0%
19 = 14 + 15 + 16 + 17 - 18	Proveitos Permitidos em BT	27 512	27 759	-247	-0,9%
20	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	21 843			
21	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	5 825			
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	0,194%			
24	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,011%			
25 = (20 - 19 + 21 + 22) * [1+(23)/100]*[1+(24)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	156			
26	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	119			
27 = 25 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	275			
28 = 13 + 27	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2	7			

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE previsto para tarifas 2020 e verificado nesse ano.

Figura 4-35- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-125 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2020 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-125 - Energia entregue pelas redes de distribuição

Unidade: MWh

	2020	Tarifas 2020	Desvio (2020-Tarifas 2020)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	192 580	210 117	-17 537	-8,3%
Fornecimentos BT	558 084	589 120	-31 036	-5,3%
Total	750 664	799 237	-48 573	-6,1%

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-126 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-126 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2020 (1)	Tarifas 2020 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	20 183	26 689	-24,4%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	429 169	434 023	
Investimento Directo	8 412	19 420	
Transferências para Exploração	11 535	7 126	
Reclassificações, alienações e abates	-34	0	
Saldo Final (2)	449 082	460 569	-2,5%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	273 314	273 428	
Amortizações do Exercício	15 382	15 852	
Regularizações	-34	0	
Saldo Final (4)	288 663	289 279	-0,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	7 886	8 987	
Comparticipações do ano	1 842	0	
Amortização do ano	807	778	
Saldo Final (6)	8 922	8 208	8,7%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2015 (7) = (1) - (3) - (5)	147 968	151 609	-2,4%
Valor de 2016 (8) = (2) - (4) - (6)	151 498	163 081	-7,1%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	149 733	157 345	-4,8%

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2020 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas, dando continuidade à tendência verificada em 2019, 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 2020 foi de 5,13% 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 4,85%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

Os proveitos permitidos de 2022 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2021, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2021. O valor total a devolver ao sistema decorre do decréscimo acentuado do valor médio dos ativos fixos em MT, bem como da taxa de remuneração. Assim, o cálculo do valor incluído nas tarifas de 2022 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1, de -72 milhares de euros, é o que se apresenta no Quadro 4-127.

Quadro 4-127 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Unidade: 10³ EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos	
		Tarifas 2021	2021 em 2021
MT		Tarifas 2021	2021 em 2021
1	Amortização dos ativos fixos	9 461	9 055
2	Valor médio dos ativos fixos	110 366	101 674
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,85%	4,76%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 809	13 891
B=A (2021 em 2021) - A (Tarifas 2021)	Ajustamento sem juros		-919
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		0,011%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		-919
BT		Tarifas 2021	2021 em 2021
1	Amortização dos ativos fixos	6 732	6 739
2	Valor médio dos ativos fixos	53 319	52 660
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,85%	4,76%
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	9 315	9 244
B=A (2021 em 2021) - A (Tarifas 2021)	Ajustamento sem juros		-72
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		0,011%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		-72

4.7.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para o período de regulação a iniciar 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», que acompanha a atual proposta tarifária para 2022.

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 2022, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2021.

Quadro 4-128 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

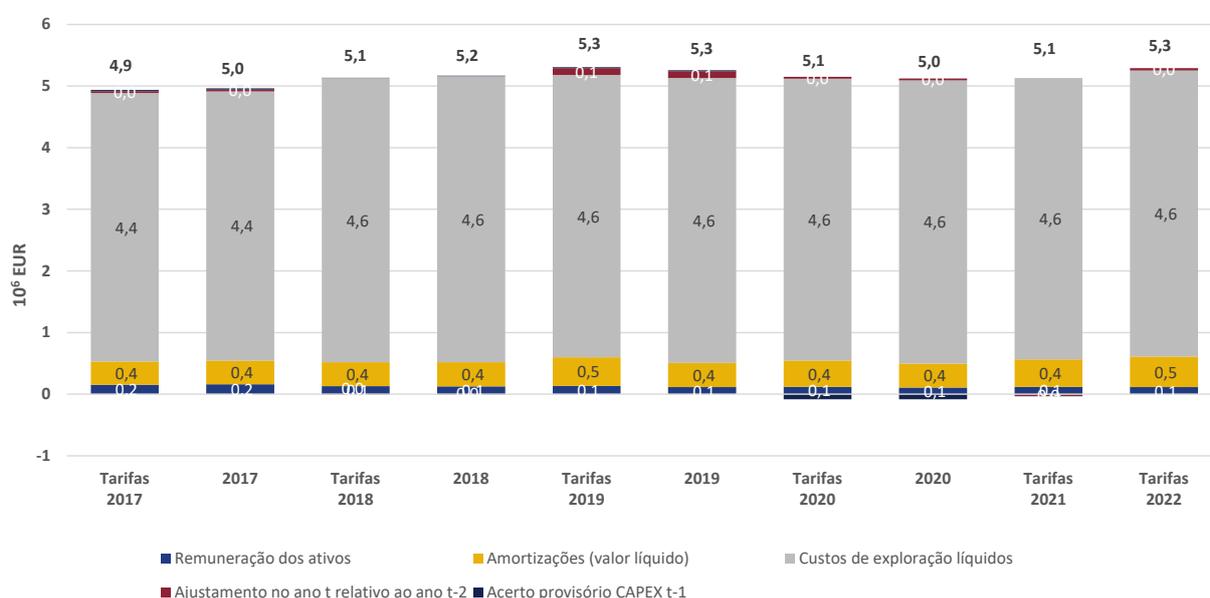
Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2021	Tarifas 2022	Variação (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]	56	61	9,3%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	44	49	11,5%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	245	243	-1,0%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	4,85%	4,70%	-0,15 p.p.
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-1	0	-113,3%
2	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(e) + (f) * (g)]	462	464	0,3%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	225	232	3,2%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	237	232	-2,3%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	0,73982	0,70896	-4,2%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	321	327	1,9%
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	-13	-
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos permitidos em MT	505	538	6,5%
6	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]	502	549	9,3%
h	Amortizações do ativo afecto fixo à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	400	445	11,5%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 207	2 185	-1,0%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	4,85%	4,70%	-0,15 p.p.
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-5	1	-113,3%
7	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n)]	4 107	4 180	1,8%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 029	2 090	3,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 078	2 090	0,6%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,01486	0,01478	-0,6%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	139 824	141 414	1,1%
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	16	-25	-
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos permitidos em BT	4 592	4 754	3,5%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 097	5 293	3,8%
12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/cliente)	36,6	37,1	1,3%

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2022 apresenta um acréscimo de 3,8% (+195 milhares de euros) face aos valores aceites nas tarifas para 2021, para 5,293 milhões de euros (538 milhares de euros em MT e 4,754 milhões de euros em BT).

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2017 a 2022, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Verifica-se uma certa estabilidade ao longo do período analisado.

Figura 4-36 - 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 2020

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 496/2020, de 26 de maio.

O Quadro 4-129 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2020, apurado por nível de tensão.

Verifica-se na atividade de comercialização, um desvio negativo do CAPEX superior ao desvio positivo do OPEX, levando a um ajustamento de t-2 a receber pela empresa de 0,038 milhões de euros. Este efeito materializou-se em -0,013 milhões de euros em MT e -0,025 milhões de euros em BT.

O desvio de 2020 é decomposto pelas seguintes parcelas:

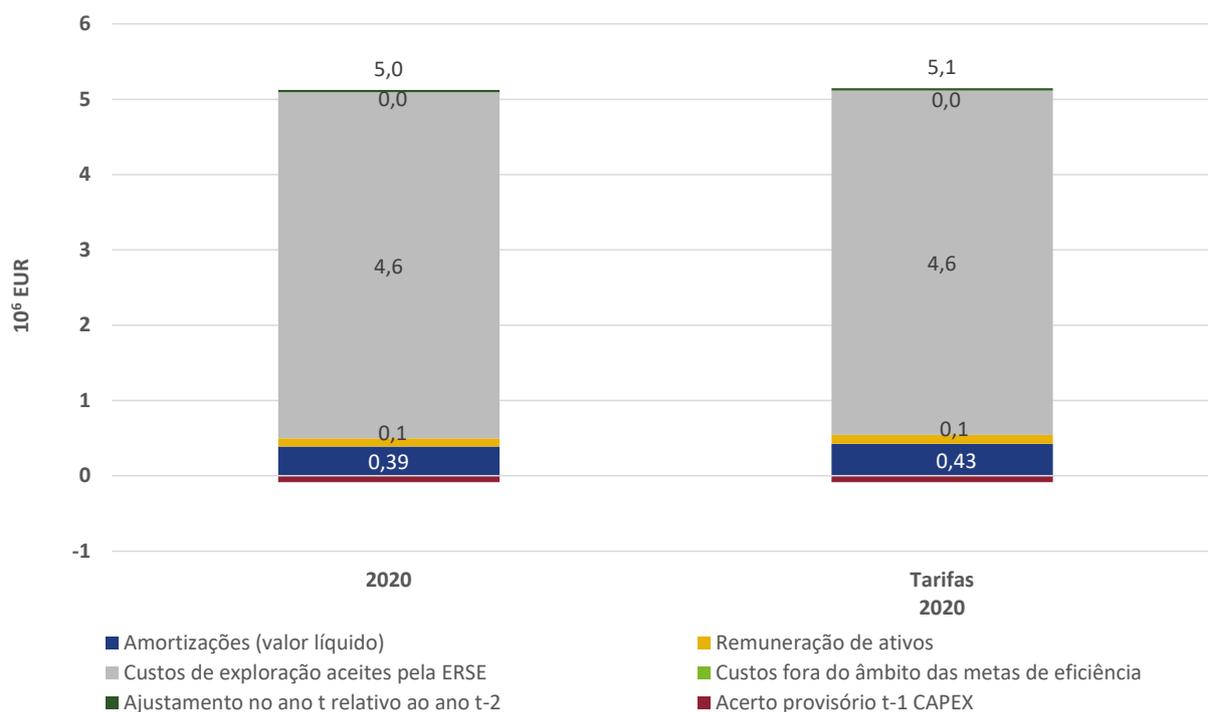
- -0,98 milhões de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2020 por aplicação das tarifas no Continente (linha 6 e linha 19) e os proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2021 (linha 5 e linha 18);
- +0,95 milhões de euros (linha 7 e linha 20) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE;
- -0,005 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 4-129 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2020	Tarifas	Diferença	
		10 ⁹ EUR	2020	2020 - Tarifas 2020	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]	41	46	-5	-10,5%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	39	43	-4	-8,7%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	222	232	-10	-4,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	4,85%	5,13%	-0,29 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-8	-8	0	-
2	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)]	468	458	10	2,2%
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	242	232	10	4,3%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,74113	0,74113	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	327	313	14	4,3%
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	-7	-7	0	0,0%
5 = 1+2+3-4	Proveitos Permitidos em MT	516	511	5	1,0%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	137			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	366			
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	0,194%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,011%			
11 = (6 - 5 + 7 + 8)* *[1+(9)/100]*[1+(10)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2	-13			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-1			
13 = 11 + 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2	-13			
14	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]	372	415	-43	-10,5%
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	350	383	-33	-8,7%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	2 001	2 090	-88	-4,2%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	4,85%	5,13%	-0,29 p.p.	-
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-75	-75	0	-
15	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)]	4 129	4 115	15	0,4%
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 033	2 033	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	2 097	2 082	15	0,7%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,014887	0,014887	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	140 856	139 878	978	0,7%
16	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	1	-2	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-23	-23	0	-
18	Proveitos Permitidos em BT	4 523	4 554	-30	-0,7%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	3 920			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	583			
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	0,194%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,011%			
24 = (19 - 18 + 20 + 21)* *[1+(22)/100]*[1+(23)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	-21			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-5			
26 = 24 + 25	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	-25			
27 = 13 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2	-38			

Na Figura 4-37 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE previstos em tarifas de 2020 e ocorridos nesse ano.

Figura 4-37 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



Número médio de clientes

O quadro infra apresenta o número médio de clientes, considerado no cálculo de tarifas para 2020 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-130 - Número médio de clientes

	2020	Tarifas 2020	Desvio (2020-Tarifas 2020)	
			Valor	%
Cientes MT	327	313	14	4,3%
Cientes BT	140 856	139 878	978	0,7%
TOTAL	141 183	140 191	992	0,7%

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 5,13% 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 4,85%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2021

Os proveitos permitidos de 2022 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2021, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2021. 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 2022 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-131.

Quadro 4-131 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Unid: 10³ EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2021	2021 em 2021	Tarifas 2022
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	44	45	
2	Valor médio dos ativos fixos	245	230	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,85%	4,76%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	56	56	
B=A (2021 em 2021) - A (Tarifas 2021)	Ajustamento sem juros			0
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,011%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			0
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	400	409	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 207	2 067	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,85%	4,76%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	506	507	
B=A (2021 em 2021) - A (Tarifas 2021)	Ajustamento sem juros			1
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,011%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			1

4.7.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2022

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2022 é apresentado no Quadro 4-132. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2021.

Quadro 4-132 - Proveitos permitidos da EEM

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2021	Tarifas 2022	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	132 212	149 813	13,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 117	46 114	-2,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 097	5 293	3,8%
Proveitos permitidos da EEM	184 427	201 219	9,1%

Os proveitos permitidos da EEM para 2022 apresentam um acréscimo face aos valores de 2021, situando-se nos 201,2 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 CO₂.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos da EEM apresentam um aumento em relação aos valores de 2021 em cerca de 16,0% situando-se nos para 201,5 milhões de euros.

Quadro 4-133 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2021	Tarifas 2022	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	121 424	150 127	23,6%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 197	46 121	-2,3%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 126	5 254	2,5%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)	173 746	201 502	16,0%

O Quadro 4-134 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 2020, com os proveitos recuperados em 2020 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2020 e com os proveitos de 2020 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2022.

Quadro 4-134 - Ajustamento da EEM em 2020

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2019 (Tarifas 2020)	Proveitos recuperados em t-2 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2021	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)	141 398	94 219	127 777	38 714	0	-3 404	1 752	1 755	-1 441	314
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	45 247	23 555	43 717	20 716	0		554	555	-548	7
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 065	4 057	5 039	949	0		-33	-33	-5	-38
Proveitos permitidos à EEM	191 709	121 831	176 533	60 379	0	-3 404	2 272	2 277	-1 994	283

4.7.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

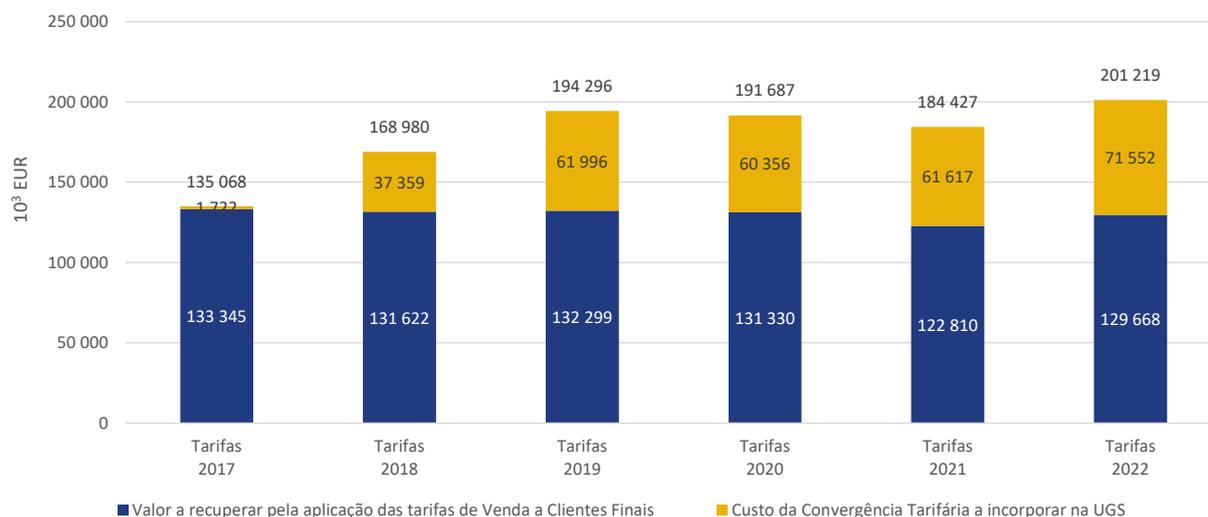
No Quadro 4-135 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2022 e 2022. É também apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

Quadro 4-135 - Custo com a convergência tarifária na RAM

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2021	Tarifas 2022
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	38 281	50 302
$\tilde{R}_t^{M,AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	132 212	149 813
$\tilde{R}_{AGS,t}^{M,AGS}$	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	93 931	99 511
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	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
$\tilde{S}M_t^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	22 368	20 795
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	47 117	46 114
$\tilde{R}_{D,j,t}^{M,D}$	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	24 749	25 319
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	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
$\tilde{S}M_t^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	968	454
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 097	5 293
$\tilde{R}_{C,j,t}^{M,C}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor	4 130	4 838
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	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
$\tilde{RAM}_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	61 617	71 552

A Figura 4-38 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

Figura 4-38 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2022 registou um acréscimo relativamente ao valor de 2021, 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, CO₂ e aquisição de energia, na atividade da AGS.

5 ANÁLISES COMPLEMENTARES

5.1 PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

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 por as 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

Estes grupos económicos têm vindo a desenvolver processos de reestruturação, que têm conduzido à criação de estruturas organizacionais formadas por empresa localizadas nas atividades operacionais do seus *core businesses* e por empresas que desenvolvem atividades de suporte, acessórias e complementares às áreas de negócio principais. Esta opção é justificada pelas óticas de especialização e racionalização das atividades e dos recursos, por forma a potenciar ganhos económicos do grupo através do aproveitamento de sinergias.

Estes procedimentos de gestão criam um emaranhado de relações/operações entre as empresas reguladas e empresas não reguladas, potenciando a existência de subsidiasões 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, entre outros procedimentos, o início da análise e monitorização das operações intragrupo consubstanciada na análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT).

O procedimento regular de recolha e análise dos DFPT iniciou-se a partir de 2013, tendo sido vertida nos Regulamentos Tarifários do setor elétrico e no setor do gás a obrigatoriedade do reporte à ERSE, pelos

operadores cujas as atividades estão sujeitas a regulação, da documentação relativa às operações intragrupo (ou seja, os DFPT) determinada pela Autoridade Fiscal.

Tal como referido em anteriores análises, este processo documental de recolha de informação constitui, para a ERSE, uma importante ferramenta de monitorização das operações intragrupo das empresas reguladas do setor elétrico por permitir avaliar potenciais situações de subsídição cruzada e de duplicação de custos na esfera das empresas envolvidas, com maior impacte em anos de revisão regulamentar. Tal como referido aquando da implementação deste processo, a disponibilização desta informação tem ainda como objetivo:

- dotar a ERSE de uma base documental sólida que suporte as decisões tomadas;
- cruzar informação com a reportada nas contas reguladas enviadas pelas empresas;
- aprofundar o conhecimento das rubricas que as compõem;
- harmonizar a aceitação de custos no seio das empresas reguladas (no que respeita à tipologia de rúbricas a aceitar e, caso aplicável, aos respetivos montantes).

Assim, a análise interna desta documentação realizada pela ERSE tem permitido obter um maior conhecimento sobre as operações intragrupo, seus impactes económicos, materialidade e situações críticas. Adicionalmente, a ERSE tem encetado auditoria realizadas por entidades independentes externas para obtenção de informação complementar à reportada nos DFPT, nomeadamente no que respeita às operações consideradas críticas após análise da equipa da ERSE. Neste contexto, diversos operadores de atividades reguladas incluídos nos principais grupos económicos do setor energético, em particular, do setor elétrico e do setor do gás, já foram alvo de uma auditoria efetuada por entidade independente às operações intragrupo, nomeadamente, o Grupo EDP, o Grupo REN, o Grupo GALP e o Grupo Dourogás. Estas ações, em conjunto com as análises internas da ERSE, têm impactado no procedimento de ajustes nas bases de custos dos operadores associados às atividades reguladas. Complementarmente, a ERSE também tem realizado ações de fiscalização focadas nos diferentes aspetos das operações intragrupo sempre que se tem mostrado necessário a obtenção de informação suplementar.

Findos os processos de auditoria, a ERSE tem desenvolvido atividades de monitorização / *follow up* das conclusões apresentadas nos relatórios de auditoria realizados pelas diferentes entidades independentes, com o objetivo de aferir o grau de implementação das recomendações apresentadas por estas entidades.

5.1.1 IMPACTOS DA ANÁLISE AOS PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA EM TARIFAS 2018

E-REDES

As conclusões e as recomendações das auditorias ao Grupo REN e Grupo EDP elaboradas pelas entidades independentes foram publicadas durante o ano de 2016. Estas conclusões / recomendações, em conjunto com as análises internas realizadas pela ERSE impactaram nas bases de custos dos operadores das atividades reguladas destes grupos, nomeadamente, E-REDES e REN, bem como da EDA, definidas para o período regulatório de 2018 a 2020. Assim, a análise dos DFPT dos operadores do setor elétrico relativos aos exercícios económicos de 2018 e 2019 que decorreu no 1º semestre de 2021 assumiu uma importância suplementar, designadamente na definição por parte da ERSE dos parâmetros para o próximo período regulatório (2022-2025).

Em síntese, observou-se que o Grupo EDP tem vindo a efetuar uma reestruturação em algumas empresas de serviços de suporte, nomeadamente, cisões e extinções de empresas, impactando na estrutura e natureza das operações intragrupo. Também se observou alterações nos procedimentos de *pricing* das operações, onde se destaca a revisão dos procedimentos de custeio e a subida de algumas margens das operações intragrupo. No caso da E-REDES, pode-se observar alterações nos procedimentos das operações intragrupo relacionadas com as principais recomendações que levaram a ajustes na base de custos definida para o período regulatório de 2018-2020. No entanto, nos exercícios de 2019 e 2020 a E-REDES registou ainda reporte de alguns custos com a margem faturada pela EDP Estudos e Consultoria (apenas em 2020 foram transferidos os últimos colaboradores desta empresa), que se optou por retirar da nova base de custos por uma questão de coerência com as decisões passadas.

REN

No caso do Grupo REN, em resposta às recomendações da auditoria realizada em 2015, apenas se destaca o ajustamento, para baixo, da margem dos serviços de *back office* prestados pela REN Serviços, por forma, a atribuir uma natureza mais operacional a estes serviços em comparação com os serviços de natureza mais estratégica prestados pela REN SGPS. Desta forma, mantêm-se as situações críticas ao nível da estrutura organizativa, do *pricing* e da natureza das operações intragrupo, com a agravante de ter sido criada uma terceira empresa prestadora de serviços de suporte, às empresas reguladas do Grupo REN do SEN e do SGN, que aumenta o risco de alocação indevida de custos às atividades reguladas. A criação da

empresa REN PRO, é justificada pelo Grupo REN com a aquisição de REN Portgás e a necessidade de prestar serviços de suporte a esta empresa.

Face ao exposto, manteve-se na REN o problema elencado pelo auditor ao nível das margens nas operações triangulares, entre REN SA, REN Serviços e REN SGPS. Recorde-se que a REN SA adquire às duas últimas empresas serviços de *back office*, consultoria e de gestão. No que respeita à metodologia de *pricing* destas operações, para ambas corresponde ao apuramento dos custos incorridos com os serviços prestados, acrescentando-se uma margem de lucro sobre a totalidade dos custos incorridos, para remuneração do valor acrescentado. Contudo, parte destes custos têm origem nas empresas do grupo, incluindo a própria REN SA. São exemplo destes custos os valores incorridos pela REN Serviços/REN SGPS com rendas de aluguer do edifício onde operam e respetivo condomínio, os quais têm origem na REN SA (proprietária do edifício).

Nos casos em que o gasto foi inicialmente incorrido na REN SA e que parte desses gastos faturados pela REN S.A. são valorizados a preço de mercado, entende-se que o débito pela REN Serviços e pela REN SGPS à REN, SA, não deve incluir aquela margem de 10%, por não haver criação de valor acrescentado. De acordo com informação transmitida pela REN, continuou a não ser levado a cabo nenhuma ação por parte do Grupo no seguimento das recomendações elaboradas, pelo que foi realizado um ajustamento à base de custos da REN definida para o período regulatório de 2022 -2025, seguindo o procedimento adotado em 2018.

EDA

De acordo com a informação reportada nos DFPTs, a EDA presta serviços de natureza administrativa e contabilística a diversas empresas do grupo, cuja metodologia de preço se traduz na alocação dos custos incorridos com a prestação dos referidos serviços pelas diversas entidades beneficiárias, sem adição de qualquer margem.

Por outro lado, a EDA adquire serviços de diversa natureza a várias empresas do grupo, cuja metodologia de preço de consubstancia na alocação dos custos incorridos pelas empresas com os serviços prestados, adicionados de uma margem de lucro, como forma de remuneração pelo valor acrescentado prestado.

Neste sentido, não só em linha com as regras de preços de transferência, mas também do ponto de vista do exercício regulatório, a ERSE entende que deveria ser aplicada uma margem de lucro aos serviços prestados pela empresa às entidades do grupo.

Deste modo, à semelhança do ocorrido para o cálculo os parâmetros de 2018 a 2020, o valor que decorreria da aplicação de uma margem de lucro aos serviços prestados foi deduzido à base de custos controláveis sujeita a metas de eficiência da empresa definida para o período regulatório de 2022-2025. Este valor foi alocado pelas três atividades da EDA tendo por base o peso da rubrica de outros rendimentos de cada atividade no total dos outros rendimentos da empresa.

5.2 AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES DO CUR

5.2.1 ENQUADRAMENTO DO MECANISMO

A revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), de agosto de 2011, introduziu a possibilidade de ser desencadeado um mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do comercializador de último recuso (CUR). A aquisição por parte do CUR para fornecimento dos seus clientes através de um mecanismo competitivo observa os princípios da transparência, da minimização dos custos e da promoção da liquidez dos mercados organizados, consagrados no RRC. Para além disso, as opções de contratação de produtos a prazo de maturidade diversa apresentam, entre outras vantagens, a cobertura dos riscos de variabilidade de preço e a estabilização das condições de custo do CUR, permitindo uma maior previsibilidade do processo tarifário e adequação das tarifas praticadas pelo CUR ao cliente final.

Previamente à definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE aprovou, na sequência de consulta pública, uma alteração ao Regulamento Tarifário que prevê o tratamento tarifário de compras de energia elétrica pelo CUR através de um mecanismo de aprovisionamento que integra a componente de aquisição a prazo de eletricidade para satisfação das necessidades de fornecimento à respetiva carteira de clientes. Deste modo é possível garantir, por um lado, a adequação entre a definição dos custos de aquisição de energia elétrica previsto para o CUR e a dinâmica verificada no mercado grossista e, por outro, a previsibilidade do processo tarifário, sendo proposto um mecanismo de aprovisionamento do CUR, em que uma proporção substancial dos custos com a aquisição de energia elétrica seja conhecida no momento de definição pela ERSE das tarifas de energia para o próximo ano. Ao definir antecipadamente o preço de energia com base na evolução verificada no mercado de futuro, este mecanismo apresenta ainda a vantagem de incentivar uma estratégia de aquisição eficiente de energia com cobertura de risco por parte do CUR e, indiretamente, por parte dos comercializadores em mercado.

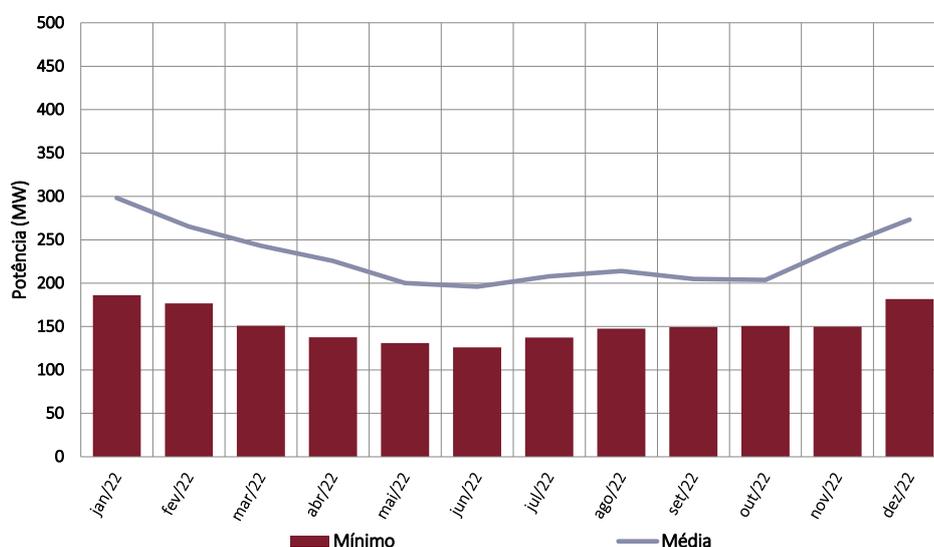
A proposta de mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR propunha uma estratégia de aprovisionamento no mercado grossista através da contratação conjunta no mercado futuro e no mercado spot, dando primazia a uma maior contratação de futuros, de maneira a cobrir o risco, e permitindo uma maior adequação temporal com o horizonte de definição das tarifas.

As regras constantes da Diretiva n.º 13/2019, de 18 julho 2019, estabelecem a metodologia e os procedimentos de implementação de cada leilão de aprovisionamento do CUR, definindo que o mesmo se deve efetivar com um mínimo de 5 dias úteis de antecedência face ao início de entrega do contrato que mais proximamente entre em liquidação. Por outro lado, a convocatória do leilão deve efetuar-se com um mínimo de 10 dias úteis face à data de realização do mesmo e a ERSE pode determinar a existência de limitações adicionais à participação no leilão, nomeadamente aquelas que permitam reduzir e controlar a concentração por parte da venda de energia resultante dos leilões.

Com base na análise de liquidez do mercado a prazo, efetuada para a justificação da proposta da Diretiva n.º 13/2019, identificou-se que os produtos que apresentam negociação com alguma expressão em mercado a prazo são os de carga base. Para além disso, identificou-se que os produtos com início de entrega mais distante da data de negociação apresentam pouca ou nenhuma liquidez. Com efeito, só apresentam liquidez, no caso dos produtos anuais, os contratos com início de entrega até dois anos após a data de negociação (Y-2) e, no caso de produtos trimestrais, apenas os contratos para entrega nos dois trimestres seguintes à negociação.

No quadro do desenho do mecanismo, foi expresso que a proposta da ERSE não pretendia que o CUR estivesse exposto a risco de volume, i.e., adquirir mais energia de a que necessita para aprovisionamento da sua carteira em todas as horas do ano. Daqui decorre que devem ser considerados os mínimos de um diagrama horário anual para efeitos de programação de quantidades a adquirir em mercado a prazo. Importa recordar a explicitação gráfica exemplificativa desta abordagem, que foi efetuada no documento de justificação do mecanismo e que se reproduz na Figura 5-1.

Figura 5-1 – Evolução da PRE para o período 2022
Mínimo do aprovisionamento do CUR e valor médio mensal



Esta filosofia (de ausência de risco volume e consequente adoção de mínimos de carga horária) ficou transposta para as regras do mecanismo e subjaz à definição da programação anual em cada ano. Para, considerando esta abordagem, poder maximizar a programação a prazo, adotou-se uma especialização trimestral do diagrama horário previsível de consumo anual.

5.2.2 PROSPETIVA PARA 2022

Tendo em conta as disposições da Diretiva da ERSE n.º 13/2019, foi publicado um documento onde se estabelece o calendário para a concretização da negociação de produtos com entrega no quarto trimestre de 2021 e no ano de 2022⁸², sem prejuízo de poder existir uma nova publicação de calendário até 15 de dezembro deste ano, onde serão previstos produtos com entrega até dois anos após a data da publicação e, caso seja necessário, eventuais ajustes de expectativas de volumes para entrega no ano de 2022 serão realizados.

A metodologia apresentada pressupõe o aprovisionamento com recurso à aquisição de produtos em leilões com diversas maturidades combinado com aquisições no mercado à vista. Os efeitos desta estratégia de aprovisionamento no mercado de futuros para as tarifas de 2022 resultam numa combinação de produtos

⁸² Vide documento publicado pela ERSE a 20 de julho de 2021 (<https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+CUR&setor=Eletricidade&ano=2021&descricao=>)

trimestrais e produtos anuais, repartindo a quantidade de cada produto por dois leilões, assim resultando em 8 produtos trimestrais e 2 produtos anuais para o ano de 2022 (e um produto trimestral para o último trimestre do ano de 2021). O Quadro 2-1 resume os volumes e produtos atrás mencionados. Relativamente ao produto com entrega no quarto trimestre de 2021, é mantido o volume mínimos já definido no programa de leilões para 2020/2021⁸³.

Quadro 5-1 – Programa de leilões para 2021/2022

Potência em carga base (MW)

	Ago-2021	Dez-2021	Mar-2022	Jun-2022	Ago-2022
Q4-2021	25				
YR-2022	50	50			
Q1-2022	20	20			
Q2-2022		10	5		
Q3-2022			15	15	
Q4-2022				20	20

Do Quadro 5-2, é possível observar que a programação de aprovisionamento do CUR acima descrita corresponde a uma consignação compreendida entre 115 MW e 140 MW em carga base, cobrindo cerca de 58% das necessidades do consumo previstas para o CUR em 2022⁸⁴, correspondente a 1 149,72 GWh.

Os produtos adjudicados pelo CUR no 9º leilão realizado pelo OMIP, a 26 de agosto de 2021, com entrega no ano de 2022, correspondem a um preço médio ponderado de 89,11 €/MWh, para um volume total colocado de 481,18 GWh.

Nestes termos, com a concretização do 9º leilão de aquisição do CUR, foi concretizado cerca de 42% do volume de compras programadas para leilão relativas ao ano de 2022 e cerca de 24% das necessidades previsionais de energia para a respetiva carteira de clientes do CUR.

Atendendo que nos próximos leilões ainda serão colocadas quantidades referentes ao 1º, 2º, 3º e 4º trimestre e ano de 2022 e assumindo que os preços finais seriam iguais aos resultantes do preço de fecho

⁸³ Vide documento publicado pela ERSE a 30 de junho de 2020. (<https://www.erse.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erse/?tipologia=----+CUR&setor=&ano=2020&descricao=aprovisionamento>)

⁸⁴ Tendo como base a informação do consumo previsionais considerada para a definição de tarifas em 2022 de 1989,39 GWh, no referencial de produção.

da negociação a prazo em contínuo, no final do dia 20 de setembro de 2021, obter-se-ia o descrito na tabela abaixo:

Quadro 5-2 – Estimativa do preço de aprovisionamento do CUR para 2022

Produto	Nominal (h)	Volume (MW)	Energia Ajudicada (MWh)	Preço Final (€/MWh)
FPB YR-22	8760	25	219 000	87,00
FTB YR-22	8760	25	219 000	87,00
FPB YR-22	8760	25	219 000	107,00
FTB YR-22	8760	25	219 000	107,00
FPB Q1-22	2159	10	21 590	110,50
FTB Q1-22	2159	10	21 590	110,55
FPB Q1-22	2159	10	21 590	162,50
FTB Q1-22	2159	10	21 590	162,50
FPB Q2-22	2184	5	10 920	87,74
FTB Q2-22	2184	5	10 920	87,74
FPB Q2-22	2184	5	10 920	87,74
FTB Q2-22	2184	0	0	87,74
FPB Q3-22	2208	10	22 080	91,30
FTB Q3-22	2208	5	11 040	91,30
FPB Q3-22	2208	10	22 080	91,30
FTB Q3-22	2208	5	11 040	91,30
FPB Q4-22	2209	10	22 090	87,49
FTB Q4-22	2209	10	22 090	87,49
FPB Q4-22	2209	10	22 090	87,49
FTB Q4-22	2209	10	22 090	87,49

Estes resultados correspondem a um preço médio ponderado de 98,64 €/MWh para o ano de 2022, considerando todos os produtos com entrega no ano de 2022, para um volume total colocado a prazo de 1 149,72 GWh (cerca de 58% das necessidades previsionais de energia para a respetiva carteira de clientes do CUR).

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, na redação que lhe foi dada pelo Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades de produção, transporte, distribuição e comercialização de eletricidade.

A referida alteração consagrou o direito aos municípios das Regiões Autónomas receberem uma contrapartida ou remuneração anual pela utilização dos bens do domínio público ou privado municipal. 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 continental⁸⁵. 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 depende da densidade de clientes⁸⁶ (clientes/km²). O montante anual da contrapartida devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica é atualizado, partindo o valor de referência, em conformidade com o índice de preços no consumidor e o consumo de eletricidade em BT no município.

O valor de referência resulta da aplicação da seguinte fórmula:

$$r_{ref2007}^m = (\tilde{t}_{BTN2006}^m \times C_{BTN2006}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times C_{BTE2006}^m + \tilde{t}_{IP2006}^m \times C_{IP2006}^m) \times f_{RAN2007}^m$$

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.

⁸⁵ 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.

⁸⁶ 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.

C_{IP2006}^m Consumo de energia ativa dos fornecimentos para iluminação pública em 2006 no município m.

$f_{RAn2007}^m$ Fator de densidade aplicado ao consumo de baixa tensão, calculado com base na tabela de fatores de densidade e ajustado para que o fator de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios da região autónoma RAn, seja igual a 7,5 %.

A tabela de fatores de densidade referida a propósito de $f_{RAn2007}^m$ resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007, e é a seguinte:

Classe de densidade (d)	Valor percentual do fator de densidade a aplicar
$d < 15$ clientes/km ²	14,40
$15 \leq d < 40$ clientes/km ²	13,20
$40 \leq d < 125$ clientes/km ²	9,60
$125 \leq d < 400$ clientes/km ²	6,00
$d > 400$ clientes/km ²	4,80

A contrapartida ou remuneração anual é considerada nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT após celebração, entre os municípios das Regiões Autónomas e a concessionária ou entidade que explora a rede de distribuição em BT, de contrato ou de qualquer outro instrumento jurídico de igual eficácia que contenha a informação necessária para o cálculo do valor, nomeadamente o consumo de energia elétrica dos fornecimentos em baixa tensão verificado em 2006 em cada município das Regiões Autónomas, os termos e condições do pagamento da contrapartida ou remuneração anual ao município em causa, bem como o valor de referência apurado.

Os valores referentes ao valor da contrapartida ou remuneração anual a considerar em tarifas de 2022, 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.

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 2021 e 2022 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2020, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2022.

6.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos regulamentares, em junho de 2021, a REN, a E-REDES, a SU Eletricidade, a EDA e a EEM apresentaram as estimativas para o ano de 2021 e as previsões para o ano de 2022 de evolução da procura para efeitos do cálculo tarifário de 2022, que refletem as suas perspetivas para a evolução do consumo e do número de consumidores. Tendo em conta a crise pandémica da COVID-19 e as medidas de contenção da sua propagação em Portugal, a ERSE avaliou as previsões do consumo de eletricidade para 2021 tendo por base informação mais recente enviada à ERSE pela E-REDES no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia elétrica. Como em anos anteriores, a ERSE também incluiu nas suas análises de evolução do consumo de eletricidade os dados e previsões disponibilizadas mensalmente pela REN, sendo que na sua previsão de procura disponibilizada mais recentemente⁸⁷, verifica-se que o consumo referido à emissão acumulado até ao final de agosto de 2021 se situa 2% acima do ocorrido no período homólogo de 2020 e que a atual previsão para consumo em 2021 é de um crescimento de 1,5%.

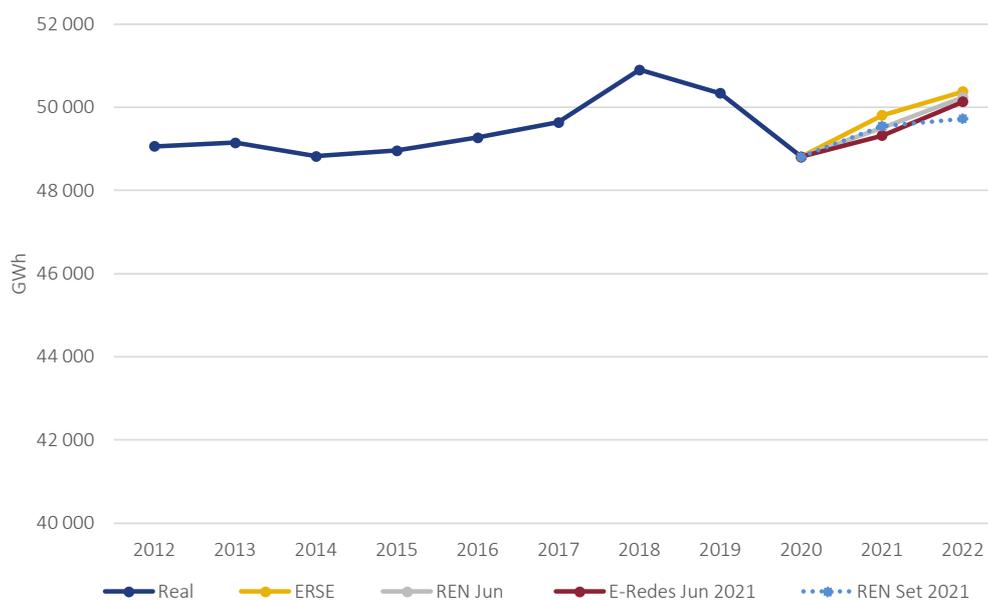
Para Portugal continental, na previsão do nível de consumo em 2021, a ERSE assumiu os valores reais acumulados de janeiro a agosto de 2021, enviados à ERSE pela E-REDES no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia elétrica. Para os restantes meses do ano foi assumida uma variação de 1,1% face aos valores mensais reais de 2020, baseada na taxa anual de crescimento prevista por esta empresa. Para o nível de consumo de 2022, a ERSE assumiu a taxa de evolução do consumo referido à emissão de 2021 para 2022 prevista no cenário superior da análise realizada no Parecer do PDIRT-E 2021 e baseado nas previsões do Relatório de Monitorização da Segurança de Abastecimento (RMSA). Conjugando estes pressupostos com a demais informações recebidas das empresas, designadamente as taxas de perdas nas redes, a ERSE definiu um cenário de consumo de energia

⁸⁷ REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – setembro 2021”

elétrica para o cálculo tarifário de 2022, que considera para o ano de 2021 e 2022 acréscimos de 2,0% e 1,1% no consumo referido à emissão, respetivamente.

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.

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 2021 e 2022 se deverá registar uma evolução positiva do consumo de energia elétrica relativamente ao ocorrido em 2020. Esta previsão é suportada pela evolução da pandemia da COVID-19 e do seu impacto no consumo de energia elétrica nestes arquipélagos.

O quadro que se segue apresenta o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes estimados para 2021 e previstos para 2022, para Portugal continental e para as regiões autónomas, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2020.

Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA

Unidade: GWh

	Real 2020	Estimativa 2021	Tarifas 2022
Portugal Continental			
Consumo referido à emissão	48 812	49 810	50 378
(Variação média anual)	-3,0%	2,0%	1,1%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	4 888	4 719	4 848
Perdas/Fornecimentos	11,1%	10,5%	10,7%
Fornecimentos a Clientes	44 083	45 077	45 515
(Variação média anual)	-3,3%	2,3%	1,0%
Região Autónoma da Madeira			
Consumo referido à emissão	818	835	865
(Variação média anual)	-7,3%	2,1%	3,5%
Perdas na Rede	66	68	70
Perdas/Fornecimentos	8,8%	8,8%	8,8%
Fornecimentos a Clientes	751	767	794
(Variação média anual)	-7,1%	2,1%	3,5%
Região Autónoma da Açores			
Consumo referido à emissão	769	787	801
(Variação média anual)	-3,1%	2,3%	1,8%
Perdas na Rede	50	51	51
Perdas/Fornecimentos	6,9%	6,9%	6,9%
Fornecimentos a Clientes	718	734	747
(Variação média anual)	-3,2%	2,3%	1,7%

No documento «Caracterização da procura de energia elétrica em 2022» encontram-se mais desenvolvimentos e pressupostos que justificam a previsão da procura considerada pela ERSE no exercício tarifário de 2022.

6.2 DESVIOS DA PROCURA

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2020 com os valores previstos em 2019 para fixação das tarifas de 2020 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- o consumo referido à emissão situou-se 4,5% abaixo do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2020;
- o valor real dos fornecimentos totais a clientes foi 4,8% inferior à previsão no cálculo de tarifas de 2020, assim quer os valores dos fornecimentos a clientes em mercado livre, quer a clientes do CUR foram inferiores ao previsto;

- as taxas de perdas na rede de transporte⁸⁸ e nas redes de distribuição⁸⁹ em 2020 foram superiores às previsões para tarifas em 0,2 e 0,7 pontos percentuais, respetivamente.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2020 com os dados previsionais para o balanço de energia elétrica enviados pelas empresas e com os valores correspondentes considerados pela ERSE no cálculo das tarifas de 2020.

Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão

	2020 (real) GWh	Tarifas 2020			Proposta REN para Tarifas 2020		
		GWh	2020 (real - previsto)		GWh	2020 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	48 812 -3,0%	51 115 4,7%	-2 303	-4,5%	50 800 4,1%	-1 988	-3,9%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	797 1,63%	752 1,47%	46	6,1%	766 1,51%	31	4,1%
- Consumos Próprios	15	14	1		14	1	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	47 999 3,3%	50 348 -4,7%	-2 349	-4,7%	50 019 -4,0%	-2 020	-4,0%

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

⁸⁸ Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

⁸⁹ 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

	2020 (real) GWh	Tarifas 2020			Proposta E-Redes para Tarifas		
		GWh	2020 (real - previsto)		GWh	2020 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	48 245	50 317	-2 072	-4,1%	50 348	-2 104	-4,2%
- Bombagem abastecida pela RND	22	32	-9	-29,2%	32	-9	-29,2%
- Consumos ilícitos recuperados na RND	48	0	48	-	0	48	-
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 091 9,82%	4 019 9,15%	72	1,8%	4 019 9,16%	72	1,8%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	44 083	46 298	-2 215	-4,8%	46 298	-2 215	-4,8%
Clientes do comercializador de último recurso	2 413	2 421	-9	-0,4%	2 526	-113	-4,5%
MAT	0	0	0	n.a.	28	-28	-100,0%
AT	56	35	21	59,2%	0	56	n.a.
MT	63	36	27	76,1%	66	-3	-4,2%
BT	2 293	2 350	-57	-2,4%	2 432	-138	-5,7%
Clientes no mercado	41 671	43 877	-2 206	-5,0%	43 772	-2 102	-4,8%
MAT	2 406	2 382	24	1,0%	2 382	24	1,0%
AT	6 751	7 096	-345	-4,9%	7 103	-352	-5,0%
MT	13 845	15 234	-1 389	-9,1%	15 204	-1 359	-8,9%
BT	18 669	19 164	-496	-2,6%	19 083	-414	-2,2%

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 2020, bem como os valores previstos em 2019 para fixação das tarifas de 2020. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- o consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores em 2020, situou-se abaixo do previsto para tarifas de 2020;
- a emissão para a rede das centrais da EDA em 2020 apresentou um desvio por defeito face à previsão para tarifas 2020;
- os fornecimentos ocorridos em 2020 situaram-se abaixo do previsto para a fixação das tarifas, em todos os níveis de tensão, sendo o desvio dos fornecimentos em MT o de maior dimensão.

Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2020 (real) MWh	Variação 2020 / 2019 %	Tarifas 2020 = Proposta EDA		
			MWh	2020 (real-previsto)	
				MWh	%
Produção					
Centrais da EDA	477 690	-6,1%	496 401	-18 711	-3,8%
Consumo e perdas nas centrais	19 213	-1,4%	18 869	344	1,8%
Emissão própria	458 478	-6,3%	477 533	-19 055	-4,0%
Outros produtores do SPA	0	-	0	0	-
Microgeração	453	19,3%	489	-36	-7,3%
Produtores não vinculados	310 242	2,2%	329 709	-19 467	-5,9%
Consumo referido à emissão	769 173	-3,1%	807 731	-38 558	-4,8%
Consumos próprios	1 850	-0,1%	1 812	38	2,1%
Fornecimentos	717 562	-3,2%	754 696	-37 135	-4,9%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	-	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	717 562	-3,2%	754 696	-37 135	-4,9%
MT	265 572	-6,2%	291 534	-25 963	-8,9%
BT	451 990	-1,4%	463 162	-11 172	-2,4%
Energia saída da rede	719 411	-3,2%	756 508	-37 097	-4,9%
Perdas na rede	49 762	-0,7%	51 222	-1 461	-2,9%
Taxa de perdas ^[1]	7%	0,18%	7%		-0,15%

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 2020 com os valores aceites nas tarifas para 2020 evidencia os seguintes pontos:

- em 2020, o consumo referido à emissão registou um desvio negativo relativo à previsão para o cálculo tarifário de 2020;
- as centrais da EEM em termos da emissão para a rede ficaram aquém das previsões para tarifas de 2020;
- o total dos fornecimentos em 2020 foi inferior ao valor previsto em tarifa e, analisando individualmente os fornecimentos por nível de tensão a tendência é a mesma face aos valores previstos.

Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2020	Variação	Tarifas 2020 = Proposta EEM		
	(real)	2020 / 2019	MWh	2020 (real-previsto)	
	MWh	%		MWh	%
Produção					
Centrais da EEM	478 730	-9,9%	498 195	-19 465	-3,9%
Consumo e perdas nas centrais	12 564	-14,3%	11 912	653	5,5%
Emissão própria	466 166	-9,7%	486 283	-20 118	-4,1%
Outros produtores do SPM	193 029	0,2%	192 000	1 029	0,5%
Produtores não vinculados	160 285	-7,9%	211 475	-51 189	
Total da energia entrada na rede	819 480	-7,2%	889 758	70 278	7,9%
Bombagem	1 474	19,2%	17 337	-15 863	-91,5%
Consumo referido à emissão	818 006	-7,3%	872 421	-54 416	-6,2%
Consumos próprios	1 120	1,3%	1 118	2	0,2%
Fornecimentos	750 664	-7,1%	799 237	-48 573	-6,1%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	-	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	750 664	-7,1%	799 237	-48 573	-6,1%
MT	192 580	-14,6%	210 117	-17 537	-8,3%
BT	558 084	-4,3%	589 120	-31 036	-5,3%
Energia saída da rede	751 784	-7,1%	800 355	-48 571	-6,1%
Perdas na rede	66 221	-8,6%	72 066	-5 845	-8,1%
Taxa de perdas ^[1]	8,82%	-0,14%	9%		0,20%

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 encontra estipulada 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 Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, e o Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, ambos na sua redação atual, 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 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, são contraordenações muito graves puníveis 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;
- 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;
- chaves de repartição dos imobilizados e investimentos em áreas comuns;
- 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 2022 e dos ajustamentos dos anos 2020 (t-2) e 2021 (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;
- 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 - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES

A repartição do financiamento da tarifa social é efetuada na proporção da potência instalada, nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 101/2011, de 30 de setembro, pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, que aprovou o Orçamento do Estado para o ano de 2016.

Nos quadros seguintes encontram-se os titulares e as potências instaladas dos centros electroprodutores, indicados pela Direção-Geral de Energia e Geologia, por ofício de 28 de maio de 2021, que foram considerados na repartição do financiamento da tarifa social por centros electroprodutores para 2022 e no cálculo dos ajustamentos respeitantes a 2020 e 2021.

Centros electroprodutores considerados na repartição do financiamento da Tarifa Social em 2020, 2021 e 2022



Direção Geral de Energia e Geologia

Potência instalada e titular das centrais com produção em regime ordinário (PRO) e aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA

Titular	Centrais	2020		Observações	Processo
		MVA	MW		
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Aguieira	300,0	270,0		EE 3.1/39
EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA, S.A.	Alqueva I	294,0	240,0	Titular EHG - Empresa Hidroelétrica do Guadiana, S.A. (sub-concessão à EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.)	EE 1.0/67621
EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA, S.A.	Alqueva II	286,0	257,2	Titular EHG - Empresa Hidroelétrica do Guadiana, S.A. (sub-concessão à EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.)	EE 1.0/67938
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Alto Lindoso	700,0	630,0		EE 3.1/44
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Alto Rabagão	90,0	72,0		EE 3.1/31
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	BAIXO SABOR JUSANTE (FEITICEIRO)	40,0	36,0		EE 1.0/67961
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	BAIXO SABOR MONTANTE	170,0	153,0		EE 1.0/67706
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Belver	100,6	80,7	Potência ativa bruta calculada (MW)	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Bemposta	234,0	210,0		EE 3.1/32
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Reforço de potência de Bemposta (Bemposta II)	225,0	203,0	Alterou a potência em 11-4-2018 (225 MVA / 203 MW)	EE 1.0/67923
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Bouçã	56,0	44,0		EE 3.1/26
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPessoal, LDA	Bouçalis-Sonim	Retirar		Limitado a 10 MVA - Despacho de DGEG de 15/03/2019	EE 2.0/415
EHATB - Empreendimentos Hidroelétricos do Alto Tâmega e Barroso, S.A.	Bragadas	Retirar		Limitado a 10 MVA - Despacho de DGEG de 15/03/2019	EE 2.0/237
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Cabril	122,0	108,0		EE 3.1/25
CÂMARA MUNICIPAL DE RIBEIRA DE PENA	Cabriz	Retirar		- Limitada a 10 MVA Despacho do DGEG de 15/03/2019 - PRE no regime geral (mercado) desde 01/05/2018	EE 2.0/68
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Caldeirão	40,0	32,0		EE 1.0/67716
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Cançada	68,0	62,0		EE 3.1/27
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Carrapatelo	201,0	180,0		EE 1.0/45440 - EE 1.1/34
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Castelo do Rode	172,2	159,0		EE 3.1/23 - 9/106
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Crestuma-Lever	108,0	105,0		EE 3.1/42
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	DESTERRO II	14,6	11,2	Potência ativa bruta calculada (MW)	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Fratel	150,0	132,0		EE 1.0/50960 - 9/247
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Lindoso	Retirar		Parada desde 2013. Licença extinta em 16-03-2017	EE 2.0/935
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Miranda 1, 2, 3 e 4	390,0	369,0		EE 1.0/24853 - EE 1.1/30
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPessoal, LDA	Nunes	Retirar		Potência ativa bruta calculada (MW). Limitado a 10 MVA - Despacho do DGEG de 15/03/2019	EE 2.0/23
EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA, S.A.	Pedregão	31,2	30,1	Não é PRO mas pot > 10 MVA	EE 1.0/601

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2022 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPESSOAL, LDA,	Penacova	Retirar		Por despacho do OG 14.01.2021 foi autorizada a instalação de um limitador de potência. Por despacho de 9 de abril de 2021 foi autorizada a isenção de contribuição para o esforço da tarifa social a partir de 1 de janeiro de 2021 inclusive.	€€ 2.0/313
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Picote 1, 2, 3	216,0	195,0		€€ 1.0/67878
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Reforço de potência de Picote (Picote II)	273,0	245,7		€€ 1.0/67878
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Pocinho	186,0	165,5		€€ 1.0/67484 – 9/259
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Ponte de Aigres	21,9	20,3	Potência ativa bruta calculada (MW)	€€ 1.0/67645
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Pracana	47,9	41,0		€€ 3.1/46
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Raiva	26,0	24,0		€€ 3.1/41
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Régua	174,0	156,0		€€ 1.0/49131 – 9/258
GREENVOUGA - Sociedade Gestora do Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeirão-Ermida, S.A.	Ribeirão/Ermida	83,0	74,7		€€ 1.0/58051
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Sabugueiro II	11,2	10,0	Potência ativa bruta calculada (MW) Não é PRO mas pot > 10 MVA	€€ 2.0/568
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Sabugueiro I	16,0	13,8		
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Salamonde	50,0	42,0		€€ 1.0/58057
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Salamonde II	246,3	224,0		€€ 1.0/58057

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2022 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Santa Luzia	32,0	28,8		EE 1.0/67773
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vilar-Tabuaço	80,0	64,0		EE 3.1/33
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPESSOAL, LDA.	Terragido	Retirar		- Limitada a 10 MVA Despacho do DGEG de 15/03/2019 - PRE no regime geral (mercado) desde 10/12/2017	EE 2.0/39
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Torrão	160,0	146,0		EE 1.0/67584
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Touvedo	24,0	22,0		EE 3.1/45
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Valeira	240,0	216,0		EE 1.0/55796
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vareza	29,8	25,0	Potência ativa bruta calculada (MW)	EE 3.1/125
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	VENDA NOVA 2 - FRADES	212,8	191,0		EE 1.0/67679
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vila Cova	36,0	23,4	Potência ativa bruta calculada (MW)	EE 1.0/57680, EE 3.1/105
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vila Nova	96,0	90,0	Individualizada da Paradelã	EE 3.1/28 - 7
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Paradelã	66,0	54,0	Individualizada da Vila Nova	EE 3.1/28 - 7
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vilarinho das Furnas	161,0	138,0		EE 1.0/47830 - EE 3.1/35
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Venda Nova III (Frades II)	870,0	799,0		EE 1.0/68010
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Senhora Do Porto	10,6	8,8	não é PRO mas pot > 10 MVA	EE 2.0/563
ENERGIAS HIDROELÉCTRICAS, LDA.	Senhora De Monforte	Retirar		Potência igual a 10 MVA	EE 2.0/32
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPESSOAL, LDA.	Torga	Retirar		Limitada a 10 MVA - Despacho DGEG de 15/03/2019	EE 2.0/46
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPESSOAL, LDA.	Sordo	Retirar		Limitada a 10 MVA - Despacho DGEG de 15/03/2019	EE 2.0/165
HDR - HIDRO ELÉCTRICA, S.A.	Canedo 2	Retirar		Limitada a 10 MVA - Despacho DGEG de 15/03/2019	EE 2.0/884
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPESSOAL, LDA.	Rebordelo	Retirar		Limitada abaixo de 10 MVA - Despacho DGEG de 15/03/2019	EE 2.0/395
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Ernal	13,0	10,4	não é PRO mas pot > 10 MVA	EE 2.0/748
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Foz Tua	300,0	270,0	Retificação da potência em 4-4-2018	EE 1.0/68084
HYDROCONTRACTING PORTUGAL, COMPANHIA PORTUGUESA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO, S.A.	DI VILAR DO MONTE	Retirar		Por despacho de 30-01-2020, foi autorizada a limitação de injeção na rede a 10 MVA	EE 2.0/887
ELECGÁS, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO A GN DO PEGO	1.006,0	845,0		EE 1.0/67760
TURBOGÁS - PRODUTORA ENERGÉTICA, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DA TAPADA DO OUTEIRO	1.190,9	1.057,1		EE 1.0/67603
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DE LARES	1.060,0	901,0		EE 1.0/67860
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DO RIBATEJO	1.344,0	1.209,6		EE 1.0/67726
TEJO ENERGIA - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	PEGO (carvão)	723,8	615,2		EE 1.0/67615
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Sines	1.480,0	1.252,8		

Fonte: DGEG

ANEXO II - FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL POR PRODUTOR

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.

Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2022

	Tarifa Social 2022		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento
	MW	%	EUR
Alto Lindoso	630,0	5,90%	7 158 468,95
Touvedo	22,0	0,21%	249 978,28
Alto Rabagão	72,0	0,67%	818 110,74
Frades	191,0	1,79%	2 170 265,98
Vila Nova/Paradela	144,0	1,35%	1 636 221,48
Salamonde	42,0	0,39%	477 231,26
Vilarinho das Furnas	138,0	1,29%	1 568 045,58
Cançada	62,0	0,58%	704 484,25
Miranda I e II	369,0	3,46%	4 192 817,53
Picote	195,0	1,83%	2 215 716,58
Picote II	245,7	2,30%	2 791 802,89
Bemposta	210,0	1,97%	2 386 156,32
Bemposta II	203,0	1,90%	2 306 617,77
Pocinho	165,5	1,55%	1 880 518,43
Valeira	216,0	2,02%	2 454 332,21
Tabuaço (Vilar)	64,0	0,60%	727 209,54
Régua	156,0	1,46%	1 772 573,26
Carrapatelo	180,0	1,69%	2 045 276,84
Torrão	146,0	1,37%	1 658 946,77
Crestuma-Lever	105,0	0,98%	1 193 078,16
Caldeirão	32,0	0,30%	363 604,77
Cabril	108,0	1,01%	1 227 166,11
Bouçã	44,0	0,41%	499 956,56
Castelo de Bode	159,0	1,49%	1 806 661,21
Pracana	41,0	0,38%	465 868,61
Fratel	132,0	1,24%	1 499 869,69
Varosa	25,0	0,23%	284 066,23
Sabugueiro I	12,8	0,12%	145 441,91
Desterro	13,2	0,12%	149 986,97
Ponte de Jugais	20,3	0,19%	230 661,78
Vila Cova	23,4	0,22%	265 885,99
Santa Luzia	28,8	0,27%	327 244,30
Belver	80,7	0,76%	916 965,79
Alqueva I	240,0	2,25%	2 727 035,79
Alqueva II	257,2	2,41%	2 922 473,36
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,70%	848 789,89
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,34%	409 055,37
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,43%	1 738 485,32
Venda Nova III (Frades II)	799,0	7,48%	9 078 756,66
Salamonde II	224,0	2,10%	2 545 233,41
Foz Tua	270,0	2,53%	3 067 915,27
Pedrogão	10,1	0,09%	114 762,76
Sabugueiro II	10,0	0,09%	113 626,49
Senhora Do Porto	8,8	0,08%	99 991,31
Ermal	10,4	0,10%	118 171,55
Ribatejo	1 209,6	11,33%	13 744 260,39
Lares	901,0	8,44%	10 237 746,87
Aguieira	270,0	2,53%	3 067 915,27
Raiva	24,0	0,22%	272 703,58
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,96%	4 800 719,26
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,96%	4 800 719,26
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	9,90%	12 011 456,40
Total	10 676,3	100,0%	121 311 050,95

Ajustamento provisório do financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2021

	Tarifas 2021			Estimativa 2021			Ajustamento provisório de 2021 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2021 com juros
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento			
	MW	%	EUR	MW	%	EUR			
Alto Lindoso	630,0	5,55%	7 015 340,00	630,0	5,56%	6 523 063,88	-492 276,12	-52,77	-492 328,89
Touvedo	22,0	0,19%	244 980,13	22,0	0,19%	227 789,53	-17 190,59	-1,84	-17 192,44
Alto Rabagão	72,0	0,63%	801 753,14	72,0	0,63%	745 493,01	-56 260,13	-6,03	-56 266,16
Frades	191,0	1,68%	2 126 872,92	191,0	1,68%	1 977 627,30	-149 245,62	-16,00	-149 261,62
Vila Nova/Paradela	144,0	1,27%	1 603 506,29	144,0	1,27%	1 490 986,03	-112 520,26	-12,06	-112 532,32
Salamonde	42,0	0,37%	467 689,33	42,0	0,37%	434 870,93	-32 818,41	-3,52	-32 821,93
Vilarinho das Furnas	138,0	1,22%	1 536 693,52	138,0	1,22%	1 428 861,61	-107 831,91	-11,56	-107 843,47
Cançada	62,0	0,55%	690 398,54	62,0	0,55%	641 952,32	-48 446,22	-5,19	-48 451,41
Miranda I e II	369,0	3,25%	4 108 984,86	369,0	3,25%	3 820 651,70	-288 333,16	-30,91	-288 364,06
Picote	195,0	1,72%	2 171 414,76	195,0	1,72%	2 019 043,58	-152 371,18	-16,33	-152 387,51
Picote II	245,7	2,16%	2 735 982,60	245,7	2,17%	2 543 994,91	-191 987,69	-20,58	-192 008,27
Bemposta	210,0	1,85%	2 338 446,67	210,0	1,85%	2 174 354,63	-164 092,04	-17,59	-164 109,63
Bemposta II	203,0	1,79%	2 260 498,44	203,0	1,79%	2 101 876,14	-158 622,31	-17,00	-158 639,31
Pocinho	165,5	1,46%	1 842 918,68	165,5	1,46%	1 713 598,53	-129 320,16	-13,86	-129 334,02
Valeira	216,0	1,90%	2 405 259,43	216,0	1,90%	2 236 479,04	-168 780,38	-18,09	-168 798,48
Tabuaço (Vilar)	64,0	0,56%	712 669,46	64,0	0,56%	662 660,46	-50 009,00	-5,36	-50 014,36
Régua	156,0	1,37%	1 737 131,81	156,0	1,38%	1 615 234,86	-121 896,94	-13,07	-121 910,01
Carrapatelo	180,0	1,59%	2 004 382,86	180,0	1,59%	1 863 732,54	-140 650,32	-15,08	-140 665,40
Torrão	146,0	1,29%	1 625 777,21	146,0	1,29%	1 511 694,17	-114 083,04	-12,23	-114 095,27
Crestuma-Lever	105,0	0,93%	1 169 223,33	105,0	0,93%	1 087 177,31	-82 046,02	-8,79	-82 054,81
Caldeirão	32,0	0,28%	356 334,73	32,0	0,28%	331 330,23	-25 004,50	-2,68	-25 007,18
Cabril	108,0	0,95%	1 202 629,71	108,0	0,95%	1 118 239,52	-84 390,19	-9,05	-84 399,24
Bouçã	44,0	0,39%	489 960,25	44,0	0,39%	455 579,06	-34 381,19	-3,69	-34 384,87
Castelo de Bode	159,0	1,40%	1 770 538,19	159,0	1,40%	1 646 297,07	-124 241,12	-13,32	-124 254,43
Pracana	41,0	0,36%	456 553,87	41,0	0,36%	424 516,86	-32 037,02	-3,43	-32 040,45
Fratel	132,0	1,16%	1 469 880,76	132,0	1,16%	1 366 737,19	-103 143,57	-11,06	-103 154,62
Lindoso	0,0	0,00%	0,00	0,0	0,00%	0,00	0,00	0,00	0,00
Varosa	25,0	0,22%	278 386,51	25,0	0,22%	258 851,74	-19 534,77	-2,09	-19 536,86
Sabugueiro I	12,8	0,11%	142 533,89	12,8	0,11%	132 532,09	-10 001,80	-1,07	-10 002,87
Desterro	13,2	0,12%	146 988,08	13,2	0,12%	136 673,72	-10 314,36	-1,11	-10 315,46
Ponte de Jugais	20,3	0,18%	226 049,84	20,3	0,18%	210 187,61	-15 862,23	-1,70	-15 863,93
Vila Cova	23,4	0,21%	260 569,77	23,4	0,21%	242 285,23	-18 284,54	-1,96	-18 286,50
Santa Luzia	28,8	0,25%	320 701,26	28,8	0,25%	298 197,21	-22 504,05	-2,41	-22 506,46
Belver	80,7	0,71%	898 631,65	80,7	0,71%	835 573,42	-63 058,23	-6,76	-63 064,99
Alqueva I	240,0	2,11%	2 672 510,48	240,0	2,12%	2 484 976,71	-187 533,76	-20,10	-187 553,86
Alqueva II	257,2	2,27%	2 864 040,39	257,2	2,27%	2 663 066,71	-200 973,68	-21,54	-200 995,22
Ribeiradio/Errida	74,7	0,66%	831 818,89	74,7	0,66%	773 449,00	-58 369,88	-6,26	-58 376,14
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,32%	400 876,57	36,0	0,32%	372 746,51	-28 130,06	-3,02	-28 133,08
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,35%	1 703 725,43	153,0	1,35%	1 584 172,66	-119 552,77	-12,81	-119 565,59
Venda Nova III (Frades II)	799,0	7,04%	8 897 232,79	799,0	7,05%	8 272 901,65	-624 331,14	-66,92	-624 398,07
Salamonde II	224,0	1,97%	2 494 343,11	224,0	1,98%	2 319 311,60	-175 031,51	-18,76	-175 050,27
Foz Tua	270,0	2,38%	3 006 574,28	270,0	2,38%	2 795 598,80	-210 975,48	-22,61	-210 998,09
Pedrogão	10,1	0,09%	112 468,15	10,1	0,09%	104 576,10	-7 892,05	-0,85	-7 892,89
Penacova	9,6	0,08%	106 900,42	0,0	0,00%	0,00	-106 900,42	-11,46	-106 911,88
Sabugueiro II	10,0	0,09%	111 354,60	10,0	0,09%	103 540,70	-7 813,91	-0,84	-7 814,74
Senhora Do Porto	8,8	0,08%	97 992,05	8,8	0,08%	91 115,81	-6 876,24	-0,74	-6 876,97
Ermal	10,4	0,09%	115 808,79	10,4	0,09%	107 682,32	-8 126,46	-0,87	-8 127,33
Sines	48,1	0,42%	535 087,85	48,1	0,42%	497 540,00	-37 547,86	-4,02	-37 551,88
Ribatejo	1 209,6	10,66%	13 469 452,80	1 209,6	10,67%	12 524 282,64	-945 170,15	-101,31	-945 271,47
Lares	901,0	7,94%	10 033 049,74	901,0	7,95%	9 329 016,75	-704 032,99	-75,47	-704 108,46
Agueira	270,0	2,38%	3 006 574,28	270,0	2,38%	2 795 598,80	-210 975,48	-22,61	-210 998,09
Raiva	24,0	0,21%	267 251,05	24,0	0,21%	248 497,67	-18 753,38	-2,01	-18 755,39
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,72%	4 704 731,98	422,5	3,73%	4 374 594,43	-330 137,56	-35,39	-330 172,94
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,72%	4 704 731,98	422,5	3,73%	4 374 594,43	-330 137,56	-35,39	-330 172,94
PEGO (carvão)	615,2	5,42%	6 850 535,18	615,2	5,43%	6 369 823,65	-480 711,54	-51,53	-480 763,07
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	9,31%	11 771 295,10	1 057,1	9,32%	10 945 287,02	-826 008,08	-88,54	-826 096,62
Total	11 349,2	100,0%	126 378 038,40	11 339,6	100,0%	117 410 517,39	-8 967 521,01	-961,23	-8 968 482,23

Ajustamento do financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2020

	Tarifas 2020			Real 2020			Ajustamento de 2020 sem juros	Juros	Ajustamento de 2020 com juros	Ajustamento provisório de 2020 em T2021	Ajustamento definitivo de 2020 em T2022
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor do financiamento					
	MW	%	EUR	MW	%	EUR					
Alto Lindoso	630,0	4,97%	5 412 870,36	630,0	5,02%	5 762 970,30	350 099,94	717,92	350 817,86	534 207,08	-183 446,48
Touvedo	22,0	0,17%	189 020,87	22,0	0,18%	201 246,58	12 225,71	25,07	12 250,78	18 654,85	-6 406,07
Alto Rabagão	68,0	0,54%	584 246,32	72,0	0,57%	658 625,18	74 378,85	152,52	74 531,38	95 495,88	-20 974,74
Frades	191,0	1,51%	1 641 044,82	191,0	1,52%	1 747 186,23	106 141,41	217,66	106 359,07	161 958,02	-55 616,31
Vila Nova/Paradela	144,0	1,14%	1 237 227,51	144,0	1,15%	1 317 250,35	80 022,84	164,10	80 186,94	122 104,48	-41 930,62
Salamonde	42,0	0,33%	360 858,02	42,0	0,33%	384 198,02	23 340,00	47,86	23 387,86	35 613,81	-12 229,77
Vilarinho das Furnas	125,0	0,99%	1 073 982,21	138,0	1,10%	1 262 364,92	188 382,71	386,30	188 769,01	228 958,62	-40 214,15
Canicação	62,0	0,49%	532 695,18	62,0	0,49%	567 149,46	34 454,28	70,65	34 524,93	52 572,76	-18 053,46
Miranda I e II	369,0	2,91%	3 170 395,50	369,0	2,94%	3 375 454,03	205 058,53	420,50	205 479,03	317 044,72	-107 447,22
Picote	195,0	1,54%	1 675 412,26	195,0	1,55%	1 783 776,52	108 364,27	222,21	108 586,48	165 349,81	-56 781,05
Picote II	245,7	1,94%	2 111 019,44	245,7	1,96%	2 247 558,42	136 538,98	279,99	136 818,97	208 340,76	-71 544,13
Bemposta	240,0	1,89%	2 062 045,85	210,0	1,67%	1 920 990,10	-141 055,75	-289,25	-141 345,01	-80 258,27	-61 078,13
Bemposta II	203,0	1,60%	1 744 147,12	203,0	1,62%	1 856 957,10	112 809,98	231,33	113 041,31	172 833,39	-59 110,53
Pocinho	186,0	1,47%	1 598 085,54	165,5	1,32%	1 513 923,15	-84 162,39	-172,59	-84 334,97	-36 188,30	-48 142,79
Valeira	240,0	1,89%	2 062 045,85	216,0	1,72%	1 975 875,53	-86 170,32	-176,70	-86 347,02	-23 505,12	-62 839,38
Tabuça (Vilar)	58,0	0,46%	498 327,75	64,0	0,51%	585 444,60	87 116,85	178,64	87 295,50	105 934,11	-18 649,97
Réguia	156,0	1,23%	1 340 329,80	156,0	1,24%	1 427 021,22	86 691,41	177,77	86 869,18	132 279,85	-45 424,84
Carrapateiro	201,0	1,59%	1 726 963,40	180,0	1,43%	1 646 562,94	-80 400,46	-164,87	-80 565,33	-28 198,51	-52 363,80
Torrão	140,0	1,10%	1 202 860,08	146,0	1,16%	1 335 545,50	132 685,42	272,09	132 957,51	175 465,83	-42 527,13
Crestum-Lever	108,3	0,85%	930 498,19	105,0	0,84%	960 495,05	29 996,86	61,51	30 058,37	60 618,51	-30 566,64
Caldeirão	40,0	0,32%	343 674,31	32,0	0,25%	292 722,30	-50 952,01	-104,48	-51 056,49	-11 752,95	-9 299,07
Cabril	108,0	0,85%	927 920,63	108,0	0,86%	987 937,77	60 017,13	123,07	60 140,20	91 578,36	-31 447,97
Bouçã	44,0	0,35%	378 041,74	44,0	0,35%	402 493,16	24 451,42	50,14	24 501,56	37 309,70	-12 812,14
Castelo de Bode	159,0	1,25%	1 366 105,38	159,0	1,27%	1 454 463,93	88 358,56	181,19	88 539,75	134 823,69	-46 298,40
Pracana	41,0	0,32%	352 266,17	41,0	0,33%	375 050,45	22 784,28	46,72	22 831,00	34 765,86	-11 938,58
Fratel	132,0	1,04%	1 134 125,22	132,0	1,05%	1 207 479,49	73 354,27	150,42	73 504,69	111 929,10	-38 436,41
Varosa	25,0	0,20%	214 796,44	25,0	0,20%	228 689,30	13 892,85	28,49	13 921,34	21 198,69	-7 279,62
Sabugueiro I	12,8	0,10%	109 975,78	12,8	0,10%	117 088,92	7 113,14	14,59	7 127,73	10 853,73	-3 727,17
Desterro	13,2	0,10%	113 412,52	13,2	0,11%	120 747,95	7 335,43	15,04	7 350,47	11 192,91	-3 843,64
Ponte de Jugais	20,3	0,16%	174 414,71	20,3	0,16%	185 695,71	11 281,00	23,13	11 304,13	17 213,34	-5 911,05
Vila Cova	23,4	0,18%	201 049,47	23,4	0,19%	214 053,18	13 003,71	26,67	13 030,38	19 841,98	-6 813,73
Santa Luzia	24,4	0,19%	209 641,33	28,8	0,23%	263 450,07	53 808,74	110,34	53 919,08	62 308,90	-8 396,49
Belver	80,7	0,64%	693 362,92	80,7	0,64%	738 209,05	44 846,13	91,96	44 938,18	68 429,38	-23 498,62
Alqueva I	259,2	2,05%	2 227 009,52	240,0	1,91%	2 195 417,26	-31 592,26	-64,78	-31 657,05	38 177,99	-69 839,13
Alqueva II	259,2	2,05%	2 227 009,52	257,2	2,05%	2 352 755,49	125 745,97	257,86	126 003,83	200 870,34	-74 888,04
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,59%	641 811,77	74,7	0,60%	683 323,62	41 511,85	85,13	41 596,97	63 341,70	-21 751,51
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,28%	309 306,88	36,0	0,29%	329 312,59	20 005,71	41,02	20 046,73	30 526,12	-10 482,66
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,21%	1 314 554,23	153,0	1,22%	1 399 578,50	85 024,27	174,35	85 198,62	129 736,00	-44 551,29
Venda Nova III (Frades II)	799,0	6,30%	6 864 894,32	799,0	6,36%	7 308 909,95	444 015,63	910,51	444 926,14	677 510,25	-232 656,73
Salamonde II	224,0	1,77%	1 924 576,13	224,0	1,78%	2 049 056,11	124 479,98	255,26	124 735,24	189 940,29	-65 225,41
Foz Tua	270,0	2,13%	2 319 801,58	270,0	2,15%	2 469 844,41	150 042,83	307,68	150 350,51	228 945,89	-78 619,92
Pedrogão	10,1	0,08%	86 777,76	10,1	0,08%	92 390,48	5 612,71	11,51	5 624,22	8 564,27	-2 940,97
Penacova	9,6	0,08%	82 481,83	9,6	0,08%	87 816,69	5 334,86	10,94	5 345,80	8 140,30	-2 795,37
Sabugueiro II	10,0	0,08%	85 918,58	10,0	0,08%	91 475,72	5 557,14	11,40	5 568,54	8 479,48	-2 911,85
Senhora Do Porto	8,8	0,07%	75 608,35	8,8	0,07%	80 498,63	4 890,28	10,03	4 900,31	7 461,94	-2 562,43
Ermal	10,0	0,08%	85 918,58	10,4	0,08%	95 134,75	9 216,17	18,90	9 235,07	12 263,02	-3 029,27
Vilar do Monte	12,6	0,10%	108 257,41	0,0	0,00%	0,00	-108 257,41	-222,00	-108 479,40	-108 497,46	29,69
Sines	1 200,0	9,47%	10 310 229,26	1 252,8	9,98%	11 460 078,08	1 149 848,82	2 357,91	1 152 206,73	1 516 964,97	-364 920,85
Ribatejo	1 209,6	9,54%	10 392 711,10	1 209,6	9,64%	11 064 902,98	672 191,88	1 378,42	673 570,29	1 025 677,59	-352 217,24
Lares	901,0	7,11%	7 741 263,81	901,0	7,18%	8 241 962,29	500 698,48	1 026,75	501 725,23	764 000,92	-262 357,58
Agueira	336,0	2,65%	2 886 864,19	270,0	2,15%	2 469 844,41	-417 019,78	-855,15	-417 874,93	-339 374,16	-78 464,40
Raiva	24,0	0,19%	206 204,59	24,0	0,19%	219 541,73	13 337,14	27,35	13 364,49	20 350,75	-6 988,44
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,33%	3 630 059,89	422,5	3,37%	3 864 849,13	234 789,24	481,47	235 270,71	358 257,92	-123 025,62
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,33%	3 630 059,89	422,5	3,37%	3 864 849,13	234 789,24	481,47	235 270,71	358 257,92	-123 025,62
PEGO (carvão)	615,2	4,85%	5 285 710,87	615,2	4,90%	5 627 586,24	341 875,37	701,06	342 576,43	521 657,45	-179 136,94
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,34%	9 082 452,80	1 057,1	8,42%	9 669 898,26	587 445,46	1 204,63	588 650,10	896 365,56	-307 811,55
Total	12 673,9	100,0%	108 892 345,55	12 553,9	100,0%	114 837 702,93	5 945 357,38	12 191,72	5 957 549,10	9 611 742,01	-3 655 223,20

Transferências referentes ao financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor em 2022

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2022 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

	Previsão financiamento tarifa social de 2022 (a)	Ajustamento provisório de 2021 em T2022(b)	Ajustamento definitivo de 2020 em T2022(c)	Ajustamento definitivo de 2019 em T2022(d)	Transferência em T2022 (a)+(b)+(c)+(d)
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
Alto Lindoso	7 158 468,95	-492 328,89	-183 446,48	243 152,02	6 482 693,59
Touvedo	249 978,28	-17 192,44	-6 406,07	8 491,02	226 379,78
Alto Rabagão	818 110,74	-56 266,16	-20 974,74	61 591,33	740 869,84
Frades	2 170 265,98	-149 261,62	-55 616,31	73 717,52	1 965 388,06
Vila Nova/Paradela	1 636 221,48	-112 532,32	-41 930,62	55 577,60	1 481 758,53
Salamonde	477 231,26	-32 821,93	-12 229,77	16 210,13	432 179,57
Vilarinho das Furnas	1 568 045,58	-107 843,47	-40 214,15	163 120,07	1 419 987,96
Caniçada	704 484,25	-48 451,41	-18 053,46	23 929,25	637 979,37
Miranda I e II	4 192 817,53	-288 364,06	-107 447,22	142 417,61	3 797 006,24
Picote	2 215 716,58	-152 387,51	-56 781,05	75 261,34	2 006 548,01
Picote II	2 791 802,89	-192 008,27	-71 544,13	94 829,29	2 528 250,50
Bemposta	2 386 156,32	-164 109,63	-61 078,13	-172 469,96	2 160 968,55
Bemposta II	2 306 617,77	-158 639,31	-59 110,53	78 348,98	2 088 867,93
Pocinho	1 880 518,43	-129 334,02	-48 142,79	-109 362,29	1 703 041,62
Valeira	2 454 332,21	-168 798,48	-62 839,38	-119 448,74	2 222 694,35
Tabuaço (Vilar)	727 209,54	-50 014,36	-18 649,97	75 404,94	658 545,21
Régua	1 772 573,26	-121 910,01	-45 424,84	60 209,07	1 605 238,41
Carrapatelo	2 045 276,84	-140 665,40	-52 363,80	-107 991,25	1 852 247,65
Torrão	1 658 946,77	-114 095,27	-42 527,13	107 053,30	1 502 324,38
Crestuma-Lever	1 193 078,16	-82 054,81	-30 566,64	12 638,25	1 080 456,71
Caldeirão	363 604,77	-25 007,18	-9 299,07	-55 254,47	329 298,53
Cabril	1 227 166,11	-84 399,24	-31 447,97	41 683,20	1 111 318,90
Bouçã	499 956,56	-34 384,87	-12 812,14	16 982,05	452 759,55
Castelo de Bode	1 806 661,21	-124 254,43	-46 298,40	61 366,94	1 636 108,38
Pracana	465 868,61	-32 040,45	-11 938,58	15 824,18	421 889,58
Fratel	1 499 869,69	-103 154,62	-38 436,61	50 946,14	1 358 278,66
Varosa	284 066,23	-19 536,86	-7 279,62	9 648,89	257 249,75
Sabugueiro I	145 441,91	-10 002,87	-3 727,17	4 940,23	131 711,87
Desterro	149 986,97	-10 315,46	-3 843,64	5 094,61	135 827,87
Ponte de Jugais	230 661,78	-15 863,93	-5 911,05	7 834,90	208 886,79
Vila Cova	265 885,99	-18 286,50	-6 813,73	9 031,36	240 785,76
Santa Luzia	327 244,30	-22 506,46	-8 396,49	48 298,30	296 341,34
Belver	916 965,79	-63 064,99	-23 498,62	31 146,62	830 402,18
Alqueva I	2 727 035,79	-187 553,86	-69 839,13	-69 622,77	2 469 642,80
Alqueva II	2 922 473,36	-200 995,22	-74 888,04	82 366,51	2 646 590,09
Ribeiradio/Ermida	848 789,89	-58 376,14	-21 751,51	28 830,88	768 662,24
Baixo Sabor (jusante)	409 055,37	-28 133,08	-10 482,66	13 894,40	370 439,63
Baixo Sabor (montante)	1 738 485,32	-119 565,59	-44 551,29	59 051,20	1 574 368,44
Venda Nova III (Frades II)	9 078 756,66	-624 398,07	-232 656,73	308 378,51	8 221 701,87
Salamonde II	2 545 233,41	-175 050,27	-65 225,41	86 454,05	2 304 957,72
Foz Tua	3 067 915,27	-210 998,09	-78 619,92	104 203,47	2 778 297,25
Pedrogão	114 762,76	-7 892,89	-2 940,97	3 898,15	103 928,90
Penacova	0,00	-106 911,88	-2 795,37	3 705,17	-109 707,25
Sabugueiro II	113 626,49	-7 814,74	-2 911,85	3 859,56	102 899,90
Senhora Do Porto	99 991,31	-6 876,97	-2 562,43	3 396,42	90 551,91
Ermal	118 171,55	-8 127,33	-3 029,27	7 394,19	107 014,95
Vilar do Monte	0,00	0,00	29,69	-106 485,09	29,69
Sines	0,00	-37 551,88	-364 920,85	929 718,48	-402 472,73
Ribatejo	13 744 260,39	-945 271,47	-352 217,24	466 851,88	12 446 771,69
Lares	10 237 746,87	-704 108,46	-262 357,58	347 745,98	9 271 280,83
Agueira	3 067 915,27	-210 998,09	-78 464,40	-453 554,04	2 778 452,77
Raiva	272 703,58	-18 755,39	-6 988,44	9 262,93	246 959,76
PEGO (CCGN) - I	4 800 719,26	-330 172,94	-123 025,62	163 066,24	4 347 520,70
PEGO (CCGN) - II	4 800 719,26	-330 172,94	-123 025,62	163 066,24	4 347 520,70
PEGO (carvão)	0,00	-480 763,07	-179 136,94	237 439,88	-659 900,01
Tapada do Outeiro (CCGN)	12 011 456,40	-826 096,62	-307 811,55	407 993,66	10 877 548,24
Total	121 311 050,95	-8 968 482,23	-3 655 223,20	3 831 173,32	108 687 345,52