

**PROVEITOS PERMITIDOS E
AJUSTAMENTOS PARA 2021 DAS EMPRESAS REGULADAS
DO SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2020

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	16
3	SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2021	37
3.1	Proveitos a recuperar.....	37
3.2	Síntese dos ajustamentos de 2019 e de 2020.....	38
3.2.1	Ajustamentos de 2019	38
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2020	43
4	DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2019.....	47
4.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	47
4.1.1	Proveitos permitidos.....	47
4.1.2	Ajustamentos	52
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	69
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema	70
4.2.1.1	Proveitos permitidos	71
4.2.1.2	Ajustamentos	82
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica	91
4.2.2.1	Proveitos permitidos	91
4.2.2.2	Ajustamentos	103
4.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador	109
4.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	111
4.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	112
4.4.1.1	Proveitos permitidos	112
4.4.1.2	Ajustamentos	137
4.4.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	146
4.4.2.1	Proveitos permitidos	146
4.4.2.2	Ajustamentos	151
4.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	170
4.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	170
4.5.1.1	Proveitos permitidos	170
4.5.1.2	Ajustamentos	179
4.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição	189
4.5.2.1	Proveitos permitidos	189
4.5.3	Atividade de Comercialização.....	190
4.5.3.1	Proveitos permitidos	190
4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores.....	193

4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	194
4.6.1.1	Proveitos permitidos	195
4.6.1.2	Ajustamentos	203
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	215
4.6.2.1	Proveitos permitidos	216
4.6.2.2	Ajustamentos	219
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	224
4.6.3.1	Proveitos permitidos	224
4.6.3.2	Ajustamentos	226
4.6.3.3	Proveitos Permitidos à EDA para 2021	231
4.6.4	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores	234
4.7	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira	235
4.7.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	236
4.7.1.1	Proveitos permitidos	236
4.7.1.2	Ajustamentos	242
4.7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	253
4.7.2.1	Proveitos permitidos	254
4.7.2.2	Ajustamentos	256
4.7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	261
4.7.3.1	Proveitos permitidos	262
4.7.3.2	Ajustamentos	263
4.7.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2021	267
4.7.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira.....	270
5	ANÁLISES COMPLEMENTARES.....	273
5.1	Preços de transferência	273
5.2	Custos de referência para o Comercializador de último recurso.....	275
5.2.1	Enquadramento	275
5.2.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia.....	278
5.2.3	Metodologia de aferição dos custos de referência.....	286
5.2.4	Análise dos Resultados	288
5.3	Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR	293
5.3.1	Enquadramento do mecanismo	293
5.3.2	Prospectiva para 2021	295
5.4	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas	297
6	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA	301
6.1	Previsão da procura	301
6.2	Desvios da procura.....	303
7	INFORMAÇÃO RECEBIDA	309
	ANEXO I - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES.....	311
	ANEXO II - FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL POR PRODUTOR.....	317

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1 - Evolução das <i>yields</i> das obrigações a 2 anos da República Portuguesa	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	13
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal	17
Figura 2-7 - Preços médios do mercado diário em Espanha	17
Figura 2-8 - Diferencial de preço entre Portugal e Espanha.....	18
Figura 2-9 - Efeito de restrições de capacidade de interligação no diferencial de preços entre Portugal e Espanha	20
Figura 2-10 - Diferencial de preços entre Espanha e França.....	21
Figura 2-11 - Capacidade de interligação entre Espanha e França	22
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha	23
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França	24
Figura 2-14 - Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros	25
Figura 2-15 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100)	26
Figura 2-16 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100)	27
Figura 2-17 - Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia	28
Figura 2-18 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal.....	29
Figura 2-19 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014.....	30
Figura 2-20 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2021	31
Figura 2-21 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE	32
Figura 2-22 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (<i>Brent</i>) e do gás natural (NBP) nos mercados <i>spot</i> (base 100=Jan/2017).....	33
Figura 2-23 - Evolução preço licenças de emissão CO ₂ (EUAs).....	34
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português	58
Figura 4-2 - Desvio do <i>mark-up</i> das centrais com CAE previsto para 2019 face ao ocorrido	59
Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2019	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 2019 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 2019 Média mensal ponderada por volume negociado	64
Figura 4-6 - Desvios em 2020 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE	68
Figura 4-7 - Quantidades produzidas previstas e estimadas	69
Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	71
Figura 4-9 - Evolução do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT	96
Figura 4-10 - Compensação entre TSO	108
Figura 4-11 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição.....	160
Figura 4-12 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída..	161
Figura 4-13 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	163
Figura 4-14 - Valores do TIEPI usados na Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço	165
Figura 4-15 - Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2019.....	167
Figura 4-16 - Evolução do indicador SAIDI MT 5% e da média deslizante do SAIDI MT	168
Figura 4-17 - Montantes do incentivo à melhoria da continuidade de serviço	169
Figura 4-18 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida	175
Figura 4-19 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRE com remuneração garantida	177
Figura 4-20 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE com remuneração garantida	178
Figura 4-21 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)	195
Figura 4-22 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	196
Figura 4-23 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	203
Figura 4-24 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS	205
Figura 4-25 - Cotação das licenças de emissão de CO ₂ em mercado secundário (EEX), 2019	209
Figura 4-26 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAA, 2019	210
Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	218
Figura 4-28 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	221
Figura 4-29 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	226
Figura 4-30 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	229
Figura 4-31 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2016 a 2021.....	235
Figura 4-32 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	241

Figura 4-33 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS	244
Figura 4-34 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAM, 2019	249
Figura 4-35 - Ajustamento extraordinário da tarifa social de 2018	252
Figura 4-36 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	255
Figura 4-37- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	259
Figura 4-38 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	263
Figura 4-39 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	266
Figura 4-40 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM.....	271
Figura 5-1 - Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE.....	277
Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão	282
Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 > 2 000 000 Clientes.....	289
Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 > 350 000 Clientes.....	290
Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 Clientes	291
Figura 5-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes	292
Figura 5-7 - Evolução da PRE para o período 2021 Mínimo do aprovisionamento do CUR e valor médio mensal.....	295
Figura 6-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental	302

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 2019, 2020 e 2021	14
Quadro 2-4 - Taxas de juro e <i>spreads</i>	16
Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	35
Quadro 3-1 - Proveitos em 2021 por atividade no Continente	37
Quadro 3-2 - Proveitos em 2021 por atividade nas Regiões Autónomas	37
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2019 a refletir em 2021, no Continente.....	39
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2019 a refletir em 2021, nas Regiões Autónomas	42
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2020 a refletir em 2021, no Continente.....	44
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2020 a refletir em 2021, nas Regiões Autónomas	45
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2021	49
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2021	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 2019	54
Quadro 4-5 - Desvios em 2019 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	55
Quadro 4-6 - Desvios em 2019 da produção das centrais com CAE	56
Quadro 4-7 - Desvios em 2019 do custo variável unitário de produção (sem CO ₂) das centrais com CAE	56
Quadro 4-8 - Desvios em 2019 dos encargos unitários com licenças de CO ₂ das centrais com CAE	57
Quadro 4-9 - Desvios em 2019 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE	57
Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado, em 2019	62
Quadro 4-11 - Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2019	65
Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2019.....	65
Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2020	66
Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2020.....	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 2020.....	68

Quadro 4-16 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas.....	73
Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas	76
Quadro 4-18 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema.....	81
Quadro 4-19 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2019	83
Quadro 4-20 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	84
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	86
Quadro 4-22 - Resumo ajustamento PPEC t-2	89
Quadro 4-23 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1	90
Quadro 4-24 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2020 da GGS.....	91
Quadro 4-25 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2020 e 2021	93
Quadro 4-26 - Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT	95
Quadro 4-27 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica	97
Quadro 4-28 - Custos de capital do projeto Windfloat e transferências do Fundo Ambiental	102
Quadro 4-29 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2019	104
Quadro 4-30 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2021	105
Quadro 4-31 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2019.....	106
Quadro 4-32 - Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT	107
Quadro 4-33 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2020 da TEE.....	109
Quadro 4-34 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	111
Quadro 4-35 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial.....	114
Quadro 4-36 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2021	116
Quadro 4-37 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2017 a 2021 nos proveitos permitidos de 2021 a 2025.....	117
Quadro 4-38 - Amortização e juros da dívida tarifária	125
Quadro 4-39 - Financiamento da tarifa social referente a 2021 pelos produtores em regime ordinário.....	130
Quadro 4-40 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2021	136
Quadro 4-41 - Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas.....	136
Quadro 4-42 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	137

Quadro 4-43 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	139
Quadro 4-44 - Ajustamento da Tarifa Social de 2018.....	140
Quadro 4-45 - Ajustamento da Tarifa Social de 2019.....	141
Quadro 4-46 - Ajustamento da Tarifa Social de 2020.....	141
Quadro 4-47 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2018 por produtores em regime ordinário	143
Quadro 4-48 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2019 por produtores em regime ordinário	144
Quadro 4-49 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2020 por produtores em regime ordinário	145
Quadro 4-50 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR.....	148
Quadro 4-51 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos	148
Quadro 4-52 - Outros valores não sujeitos a metas de eficiência.....	149
Quadro 4-53 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica	151
Quadro 4-54 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	153
Quadro 4-55 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	155
Quadro 4-56 - Evolução dos indutores de custos no OPEX em AT/MT e no TOTEX em BT.....	156
Quadro 4-57 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2020 da DEE em AT/MT	158
Quadro 4-58 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020	161
Quadro 4-59 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020	162
Quadro 4-60 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2019	165
Quadro 4-61 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2019.	166
Quadro 4-62 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2019	166
Quadro 4-63 - Parâmetros da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em 2019.....	167
Quadro 4-64 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2019.....	169
Quadro 4-65 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura	171
Quadro 4-66 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida	172
Quadro 4-67 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC....	179
Quadro 4-68 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes	180

Quadro 4-69 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial	182
Quadro 4-70 - Desvios custos da PRE	183
Quadro 4-71 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes	184
Quadro 4-72 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR	185
Quadro 4-73 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2019.....	185
Quadro 4-74 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2	186
Quadro 4-75 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial.....	187
Quadro 4-76 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes	189
Quadro 4-77 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	190
Quadro 4-78 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	191
Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	193
Quadro 4-80 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA ^(*)	195
Quadro 4-81 - Custo unitário dos combustíveis	196
Quadro 4-82 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2021.....	198
Quadro 4-83 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2021.....	198
Quadro 4-84 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente	199
Quadro 4-85 - Custos da energia elétrica adquirida.....	200
Quadro 4-86 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	201
Quadro 4-87 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA.....	202
Quadro 4-88 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	204
Quadro 4-89 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA.....	206
Quadro 4-90 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados.....	206
Quadro 4-91 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.....	207
Quadro 4-92 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	208
Quadro 4-93 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais.....	208

Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas.....	211
Quadro 4-95 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	212
Quadro 4-96 - Ajustamento da tarifa social.....	213
Quadro 4-97 - Ajustamento extraordinário da tarifa social de 2018	214
Quadro 4-98 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS	214
Quadro 4-99 - Ajustamento provisório da tarifa social	215
Quadro 4-100 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA	217
Quadro 4-101 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	220
Quadro 4-102 - Energia entregue pelas redes da distribuição.....	222
Quadro 4-103 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	222
Quadro 4-104 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE	224
Quadro 4-105 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA	225
Quadro 4-106 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	228
Quadro 4-107 - Número médio de clientes	229
Quadro 4-108 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	231
Quadro 4-109 - Proveitos permitidos à EDA para 2021	231
Quadro 4-110 - Proveitos permitidos à EDA, para 2020, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1	232
Quadro 4-111 - Proveitos permitidos em 2019 e ajustamentos em 2021, na RAA	233
Quadro 4-112 - Custo com a convergência tarifária da RAA	234
Quadro 4-113 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2021	238
Quadro 4-114 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2021	238
Quadro 4-115 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2021	239
Quadro 4-116 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2021.....	239
Quadro 4-117 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	240
Quadro 4-118 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	243
Quadro 4-119 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM.....	244
Quadro 4-120 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados.....	245
Quadro 4-121 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM	246
Quadro 4-122 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2019 previstos e ocorridos ...	246

Quadro 4-123 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2019	247
Quadro 4-124 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2019	247
Quadro 4-125 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2019	248
Quadro 4-126 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	250
Quadro 4-127 - Ajustamento da tarifa social.....	251
Quadro 4-128 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	252
Quadro 4-129 - Ajustamento provisório da tarifa social	253
Quadro 4-130 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	254
Quadro 4-131 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica	258
Quadro 4-132 - Energia entregue pelas redes de distribuição.....	259
Quadro 4-133 - Movimentos no ativo líquido a remunerar	260
Quadro 4-134 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE	261
Quadro 4-135 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM.....	262
Quadro 4-136 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica	265
Quadro 4-137 - Número médio de clientes	266
Quadro 4-138 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	267
Quadro 4-139 - Proveitos permitidos da EEM	268
Quadro 4-140 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2	268
Quadro 4-141 - Ajustamento da EEM em 2019.....	269
Quadro 4-142 - Custo com a convergência tarifária na RAM.....	270
Quadro 5-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2019	279
Quadro 5-2 - Análise descritiva por categoria de dimensão	282
Quadro 5-3 - Análise descritiva por Setor de Atividade.....	284
Quadro 5-4 - Análise descritiva por Enquadramento Regulatório	285
Quadro 5-5 - Programa de leilões para 2020/2021 Potência em carga base (MW)	296
Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA	303
Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão.....	304
Quadro 6-3 - Balanço de energia elétrica da E-Redes	305
Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	306
Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM	307

1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2021 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor, 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 2021 foi efetuado num momento excepcional, cujos efeitos nos mercados financeiros, dos combustíveis, bem como nas previsões de procura são difíceis de prever. Nestas circunstâncias a ERSE decidiu prolongar o período de regulação que decorreu entre 2018 e 2020 por mais um ano, até 2021, com as devidas adaptações.

Assim, os parâmetros e metodologias regulatórias aplicados no cálculo dos proveitos permitidos de 2021 são explanados no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

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 2019 e 2020, 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. Este exercício garante que os proveitos incorporados nas tarifas refletem 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 impacte no cálculo dos proveitos permitidos de 2019, os valores estimados para os custos com impacte nos proveitos permitidos de 2020 e as previsões das empresas para o ano de 2021.

Relativamente a 2019, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN, REN Trading, Enondas, ADENE, E-REDES, SU Eletricidade, EDA e EEM) e compararam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2019. 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 pela empresa por aplicação da respetiva tarifa. Valores elevados de ajustamentos podem significar evoluções não previstas: i) nos custos da empresa ou ii) nas variáveis de faturação que compõem a respetiva tarifa.

No que se refere a 2020, 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.

Todas as referências a artigos, designações e siglas utilizadas ao longo deste documento, bem como a atualização financeira estão de acordo com RT em vigor.

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, SA²,
- 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.

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 2021, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020, cuja aplicação de estendeu até 2021 com as devidas adaptações. 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 2021”, os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas, assim como o contexto macroeconómico. Os

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

² Considerando que se tratam de tarifas, que entraram em vigor em 2021, optou-se por antecipar nos documentos que acompanham estas tarifas a designação que a EDP Distribuição terá que adotar até 31 de janeiro de 2021 – E-REDES

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 regulatórias estabelecidas para cada atividade e dos parâmetros em vigor.

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 2021 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 2021”, 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).

Note-se que a presente análise se efetua num contexto económico-financeiro incerto, durante a crise de saúde pública provocada pela COVID-19. Embora já seja possível começar a avaliar os primeiros impactes da pandemia, as previsões macroeconómicas continuam condicionadas à evolução a curto-médio prazo da COVID-19. Com efeito, nos últimos meses diversos organismos internacionais e nacionais têm vindo a publicar revisões significativas das suas estimativas para a evolução de variáveis macroeconómicas, que apresentam elevadas divergências entre si.

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 ano de 2021, 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 2020 e 2021, são apresentadas no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

		Unidade: %	
		CE	OCDE
2020	1,2	1,7	
	1,4	0,4	

Fontes: Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, maio 2020; OCDE - *Economic Outlook* junho 2020;

As previsões das empresas para 2020 e 2021 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
2020	1,2	1,2	1,2	0,2	0,0	
	1,4	1,4	1,4	0,8	1,4	

Fonte: REN, EDP Distribuição, SU Eletricidade, EDA e EEM

O IPIB adotado pela ERSE para 2021 é de 1,4% e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de maio de 2020. Este valor é muito próximo do valor previsto pelas empresas que atuam em Portugal continental.

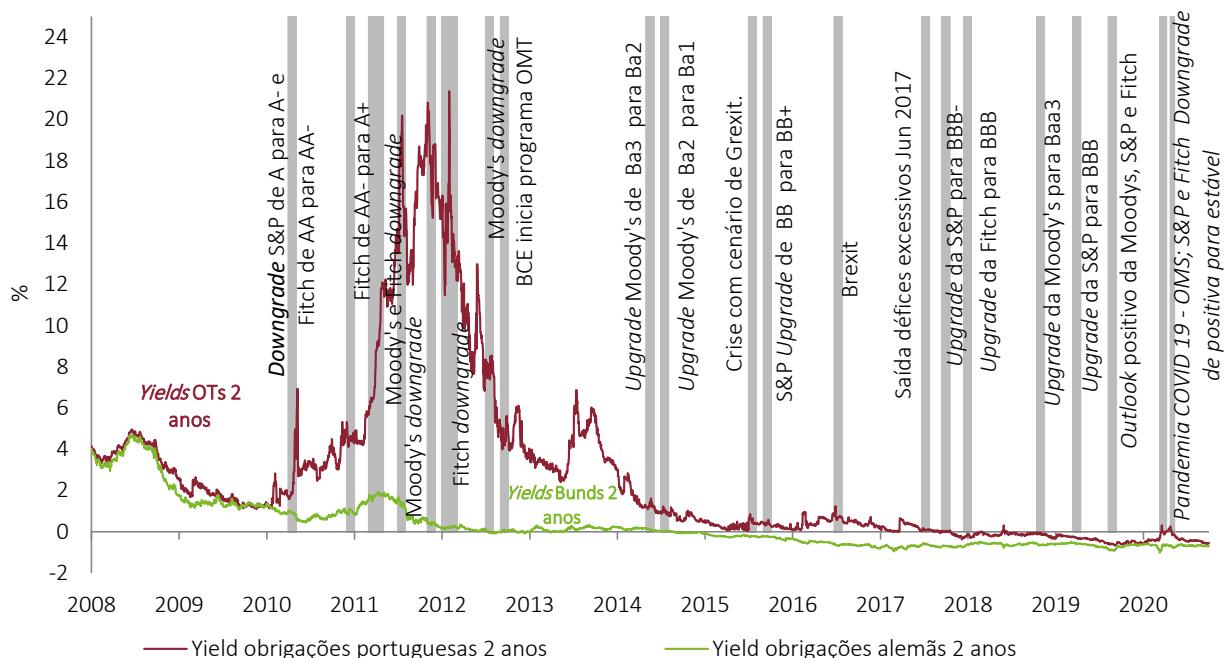
O IPIB adotado pela ERSE para 2020, definido no Regulamento Tarifário (RT) em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2020 publicada pelo INE (Instituto Nacional de Estatística), cujo valor é 2,32%.

SPREAD A APPLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2020

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 2020 (t-1), torna-se relevante uma análise da evolução recente e perspetivas das taxas de juro de curto e médio prazo.

Como se observa na Figura 2-1, no seguimento da expansão da crise das dívidas soberanas na Europa, nomeadamente dos países da periferia, registou-se uma subida acentuada das *yields* das obrigações soberanas (OT) até ao primeiro trimestre de 2012.

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



Desde 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, observou-se uma queda acentuada das *yields* das OT, também justificada pela relativa estabilização do enquadramento financeiro e macroeconómico nacional, a qual se concretizou na subida gradual do *rating*.

O período de 2018 até ao presente tem-se caracterizado por uma queda das *yields* para níveis negativos, efeito do contexto europeu (de desaceleração económica), da evolução favorável da execução orçamental, e de, pela primeira vez desde 2011, todas as principais agências atribuírem um *rating* de *investment-grade* à dívida portuguesa, tendo-se verificado mesmo um novo *upgrade* do rating para BBB por parte da S&P,

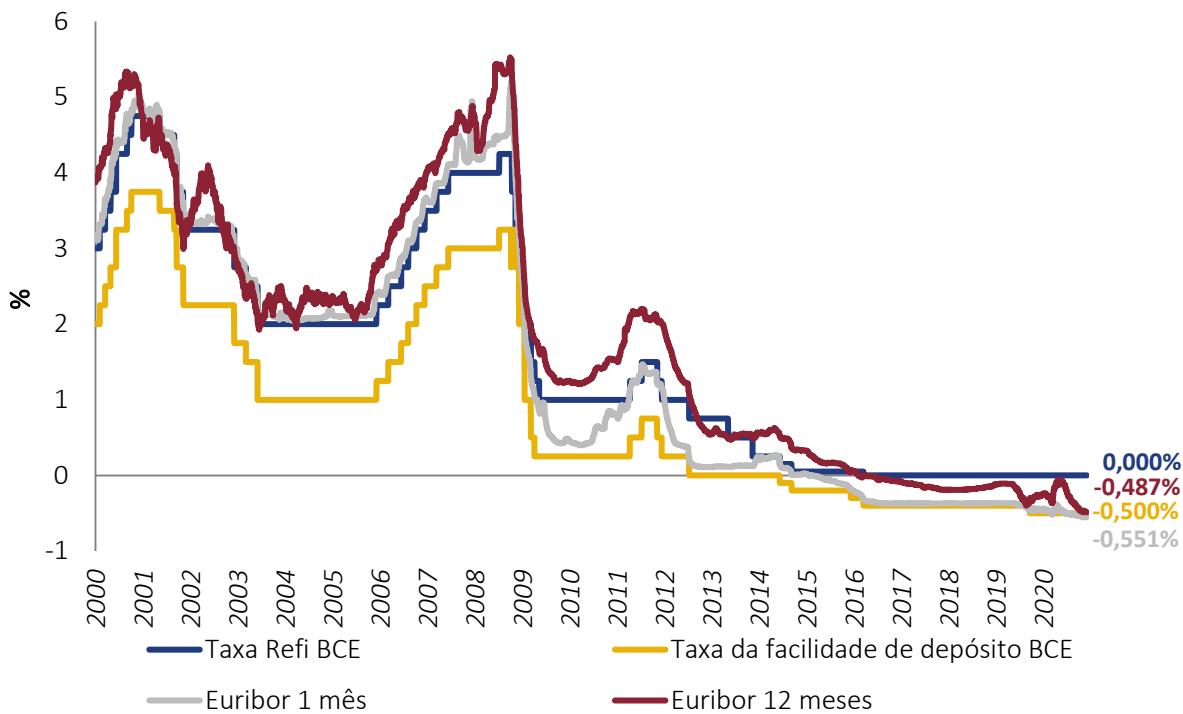
em maio de 2019, bem como uma melhoria do *Outlook* para positivo por parte da Moody's e da S&P, em agosto e setembro de 2019, respetivamente. Neste contexto, as *yields* das OT a 2 anos registaram um mínimo de -0,66% em setembro de 2019. Em 2020, as *yields* subiram e têm apresentado alguma volatilidade, devido à incerteza relacionada com os impactes económico-financeiros da crise de saúde pública internacional provocada pela COVID-19. Contudo, após uma 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 expetativas de recessão económica na zona euro em 2020, bem como os desenvolvimentos favoráveis relativamente à expetativa de vacinação eficaz. Registe-se que, pela primeira vez, no final de novembro de 2020, as *yields* das OT a 10 anos atingiram níveis negativos.

Embora se verifique uma situação de *yields* historicamente baixas, permanece, no entanto, um cenário de alguma incerteza, que se reflete, nomeadamente, no facto de a dívida soberana portuguesa se manter com *ratings* ainda baixos. Desta forma, as *yields* das OT poderão continuar suscetíveis a alterações de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às alterações de política monetária do BCE, principalmente à evolução da crise provocada pela COVID-19 e às medidas adotadas pelos diversos governos e bancos centrais (bem como ao seu impacte nos défices públicos).

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.

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

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



Fonte: ERSE, Reuters

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 COVID-19.

Numa primeira fase, para a evolução decrescente desde o início de 2019, contribuíram as declarações do governador do BCE admitindo a possibilidade de implementar novos estímulos (incluindo corte nas taxas diretoras ou a reativação do programa de compra de ativos), caso não se registasse uma melhoria do *outlook* económico e um regresso sustentado da inflação à meta de 2%. Estes estímulos foram concretizados na reunião do BCE de setembro de 2019, com a decisão de cortar a taxa de facilidade de depósitos de -0,4% para -0,5%. Nessa reunião o BCE decidiu também reiniciar o programa de compra de dívida a partir de novembro de 2019, a um ritmo de cerca de 20 mil milhões de euros por mês. Recorde-se que o BCE tinha anunciado o fim deste programa em dezembro de 2018, quando os sinais económicos apontavam para uma retoma económica que acabou por não se consolidar.

Mais recentemente, em março, e como reação à expectativa de uma recessão económica na zona euro provocada pela COVID-19, o BCE começou por anunciar 120 mil milhões de euros adicionais no programa de compra de ativos (para além dos 20 mil milhões de euros já em vigor), de modo a ter uma presença mais

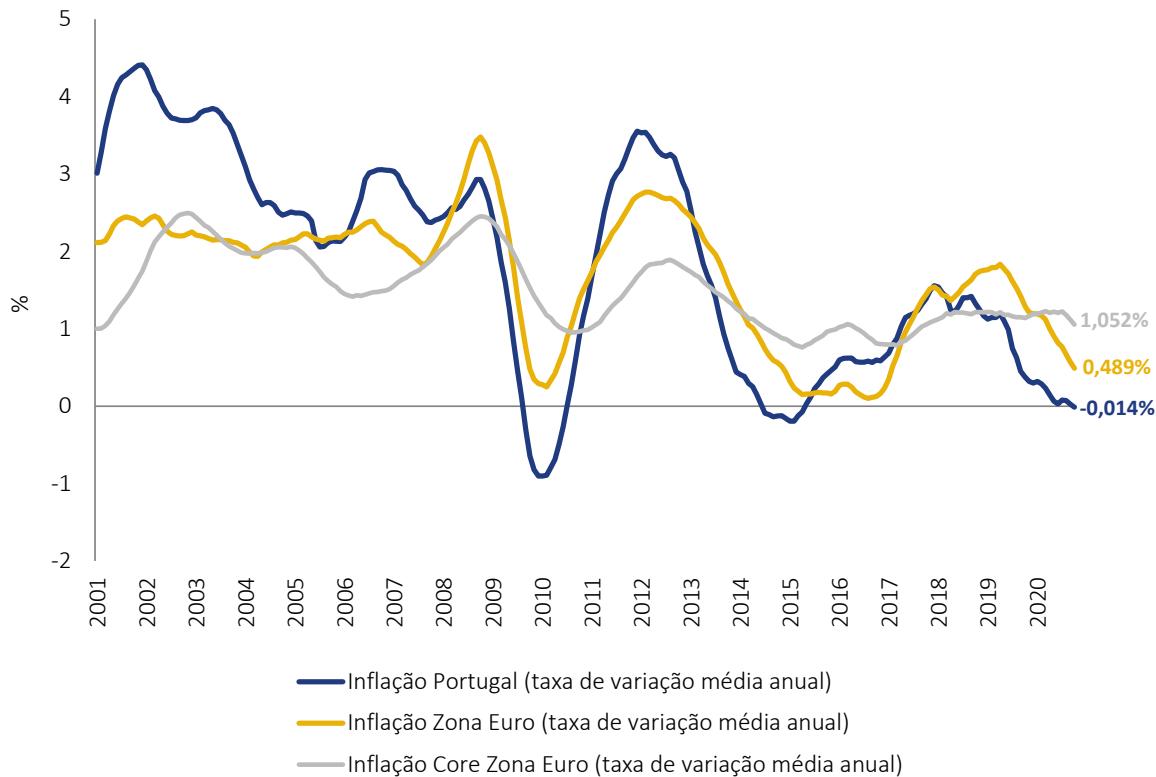
“robusta” nos mercados obrigacionistas, numa fase de maior volatilidade. Este novo pacote de política monetária incluiu também linhas de crédito mais baratas e requisitos de capital menos exigentes para os bancos, procurando garantir a liquidez no sistema bancário e financeiro e apoiar a atividade de crédito. Perante a manutenção da volatilidade nos mercados, estas medidas foram seguidas, uns dias depois, pelo compromisso, por parte do BCE, de intervir massivamente nos mercados obrigacionistas, com o anúncio de um pacote de 750 mil milhões de euros para a aquisição de dívida pública e privada⁴. Reforçando a resposta à pandemia, a este pacote seguiram-se, em abril, novas medidas focadas na liquidez dos bancos. Diversos bancos centrais das principais economias mundiais tomaram medidas semelhantes, procurando acalmar os mercados e garantir liquidez nos sistemas financeiros. Na sua reunião de 4 de junho, o BCE decidiu reforçar o pacote de aquisições em 600 mil milhões de euros para um total de 1 350 mil milhões, alargando o período de aquisições líquidas até junho de 2021. Na sua reunião de novembro, o BCE adicionou 500 mil milhões de euros ao pacote de aquisições, indicando ainda o prolongamento deste programa pelo menos até março de 2022.

No atual contexto, é expectável que estes níveis de taxas de juro de curto prazo historicamente baixas se possam prolongar nos próximos meses, tendo em conta o objetivo do BCE de conter os efeitos da recessão esperada para o conjunto das economias europeias devido à crise provocada pela COVID-19, desde que as expetativas de inflação na zona euro se mantenham nos atuais níveis relativamente reduzidos.

A inflação média anual *core* (que não considera os preços de energia) tem-se mantido estável em níveis ligeiramente acima de 1% da zona euro, tendo-se situado, em outubro de 2020, nos 1,05% (*vide* Figura 2-3).

⁴ Este pacote foi denominado de “Pandemic Emergency Purchase Programme”, ou PEPP.

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

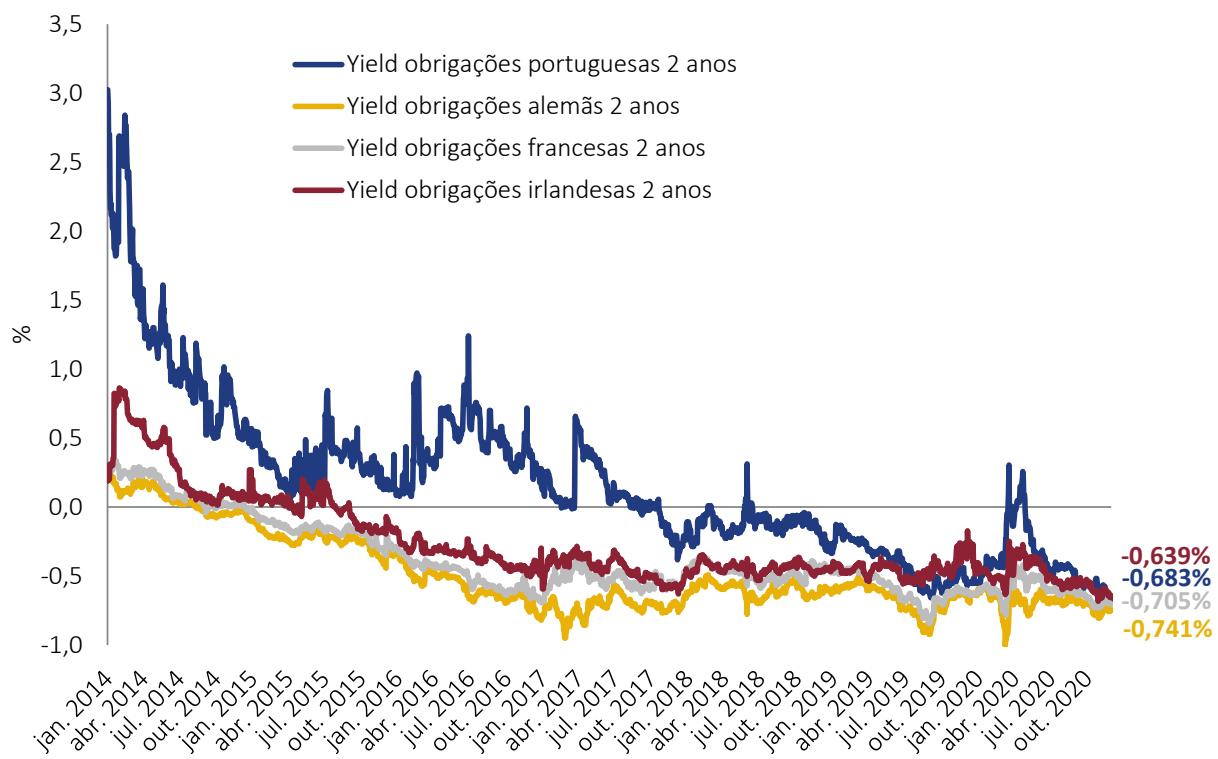


Fonte: ERSE, Reuters

Com base nestes fatores, é reforçada a expectativa de que as taxas de juro de curto prazo na zona euro se mantenham em níveis baixos por um período prolongado de tempo.

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 pronunciou nos últimos meses, devido ao impacto 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, Reuters

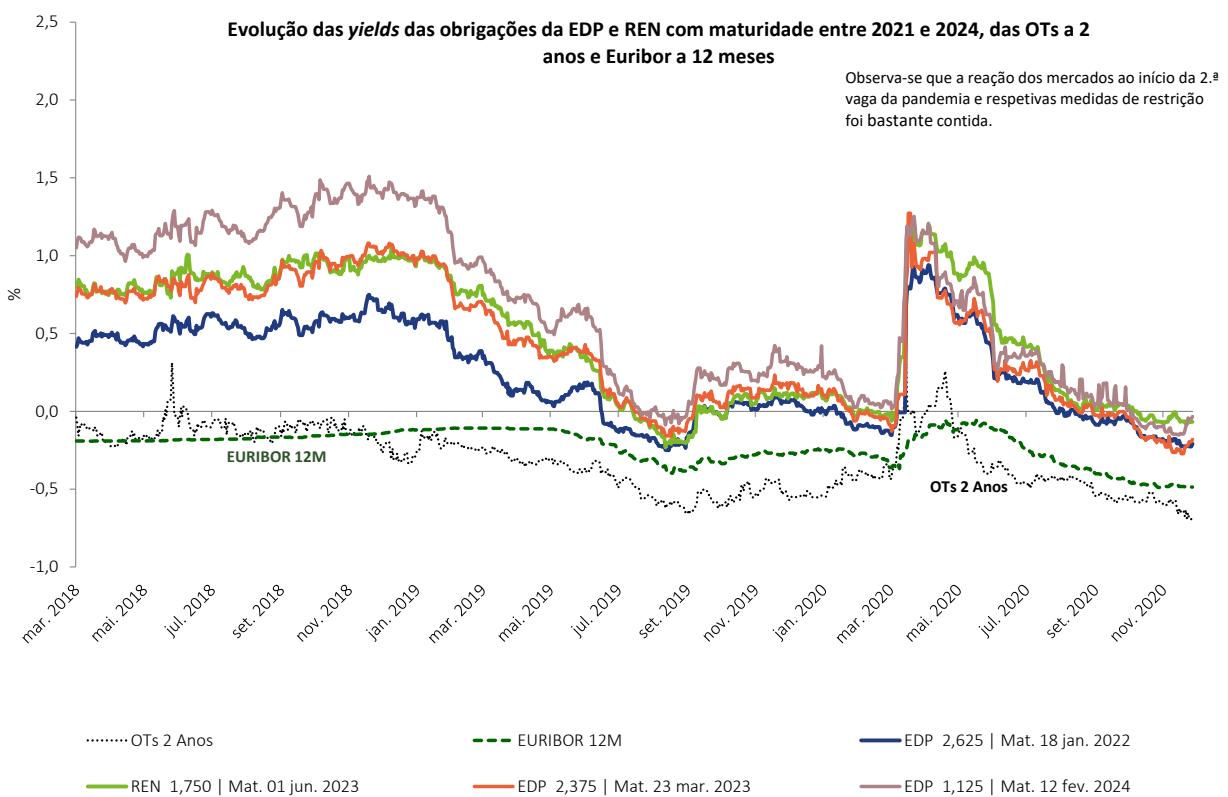
A crise provocada recentemente pela COVID-19 motivou, numa fase inicial, um aumento do diferencial das *yields* das obrigações portuguesas com maturidade a 2 anos face às *yields* das obrigações alemãs com mesma maturidade, refletindo um efeito de “*flight to quality*”. Contudo, após as intervenções 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, tendo-se mantido esta tendência mesmo no contexto da segunda vaga da pandemia.

Na Figura 2-5 podemos observar a evolução das *yields* das obrigações da EDP e REN de mais curto prazo desde o início de 2018. 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.

Observa-se assim que, em termos globais, no período em análise, a diferença entre as *yields* das obrigações das empresas e a Euribor a 12 meses apresenta uma tendência de descida, embora no início da atual crise de saúde pública tenha registado uma subida, acompanhada de um aumento de volatilidade. Ultrapassado

esse período de maior incerteza, após as intervenções do BCE e da União Europeia referidas acima, esse diferencial reduziu-se.

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



Fonte: ERSE, Reuters

Deste modo, entendeu-se manter o valor do *spread* para 2020 em 0,50 pp (pontos percentuais), igual ao *spread* do ano 2019 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 2020 (t-1), é de 0,50 pp⁵.

⁵ Estes *spreads* são definidos no pressuposto da gestão eficiente das empresas reguladas, que subtende a adequação das políticas de financiamento dessas empresas, designadamente em termos temporais, ao RT em vigor.

TAXAS DE REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS

As taxas de remuneração dos ativos resultam da metodologia de indexação constante do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”. O impacte da indexação do custo de capital nos proveitos permitidos das atividades reguladas efetua-se *a posteriori*, através dos respetivos ajustamentos, no âmbito do RT.

Com base nas características do mecanismo de indexação, calcularam-se os valores do custo de capital finais para 2019, as suas estimativas para 2020 e as previsões para 2021, tendo em conta os últimos valores disponíveis.

As taxas finais para 2019, estimadas para 2020 e previstas para 2021 são apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 2-3 - Taxa de remuneração para 2019, 2020 e 2021

Metodologia Parâmetros 2018-2020	2019		2020		2021
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização	5,42%	5,13%	5,13%	4,85%	4,85%
Valor previsto para o indutor a aplicar à correspondente parcela de TOTEX na atividade de DEE em BT - Taxa de remuneração (%)	5,67%	5,38%	5,38%	5,10%	5,10%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM)	5,17%	4,88%	4,88%	4,60%	4,60%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	5,92%	5,63%	5,63%	5,35%	5,35%

Assim, os valores das taxas de remuneração finais para o ano de 2019 do setor elétrico ficaram definidos em 5,13% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 4,88% para as atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM). As taxas de remuneração definitivas de 2019 são, assim, 0,29pp mais reduzidas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2019. As taxas de remuneração finais para 2020 fixaram-se em 4,85% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 4,60% para as atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM), sendo assim 0,28pp mais reduzidas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2020.

As taxas definitivas de 2021 serão calculadas com base na metodologia de indexação definida do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

TAXA A APLICAR PARA O ALISAMENTO QUINQUENAL DO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

O artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º29/2006, 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 (com redação diversa, mas em sentido idêntico à atual), foi publicada a Portaria n.º 279/2011^[1], de 17 de outubro, a qual estabelece no n.º 6 do artigo 2.º que os valores de parâmetros aí indicados são estabelecidos por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia. Os parâmetros que vigoram no corrente ano de 2020 encontram-se publicados no Despacho n.º 11585-A/2019, de 6 de dezembro. Aí também se definiu em 0,5553% a taxa aplicada a título definitivo à transferência intertemporal nos proveitos permitidos dos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial.

Para 2021, utilizando os parâmetros definidos no Despacho n.º 12088/2020, de 14 de dezembro, a taxa aplicada a título definitivo é de 0,5555%.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2021

No seguimento do referido, o Quadro 2-4 apresenta as taxas de juros e spreads utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2021.

^[1] Entretanto alterado pelas Portarias n.ºs 146/2013, de 11 de abril, e 262-A/2016, de 10 de outubro, ambas publicadas na 2.ª Série do Diário da República.

Quadro 2-4 - Taxas de juro e spreads

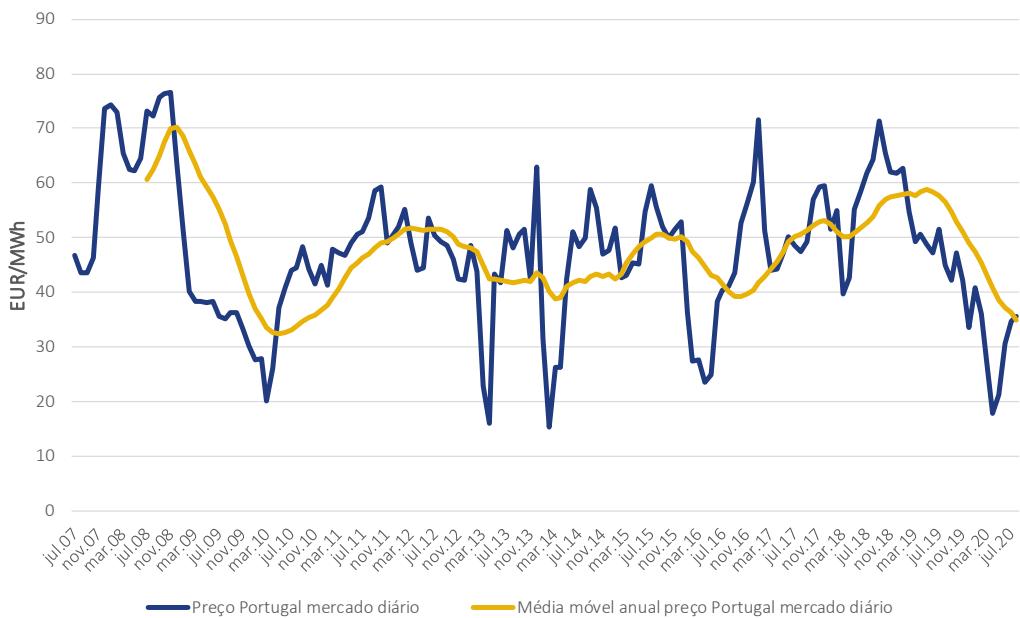
		2021
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2019, para cálculo dos ajustamentos de 2019		-0,217%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2019 e de 2020		-0,278%
<i>Spread</i> no ano 2019 para cálculo dos ajustamentos de 2019		0,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2020 para cálculo dos ajustamentos de 2019 e dos ajustamentos de 2020		0,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2020, para cálculo das rendas dos défices tarifários		-0,422%
<i>Spread</i> para a dívida titularizada ao abrigo do DL n.º165/2008		1,95 p.p.
Taxa definitiva aplicável ao alisamento quinquenal do sobrecusto com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial, referente a tarifas de 2021		0,5555%

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. No caso particular do 1.º semestre de 2020, ficou ainda marcado pela redução da procura no consumo de eletricidade motivada pela quebra económica, consequência das medidas de confinamento social motivado pela pandemia COVID-19. O preço médio, aritmético, entre janeiro e julho de 2020 fixou-se em torno de 30,6 EUR/MWh. Em termos de média móvel anual, desde o início de 2011 e até meados de 2020 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. Entre junho de 2019 e julho de 2020 observou-se, contudo, uma diminuição da média móvel anual dos preços de energia elétrica, tendo-se registado um mínimo na média móvel anual, no período 2011-2020, com um valor de 35 EUR/MWh (Figura 2-6).

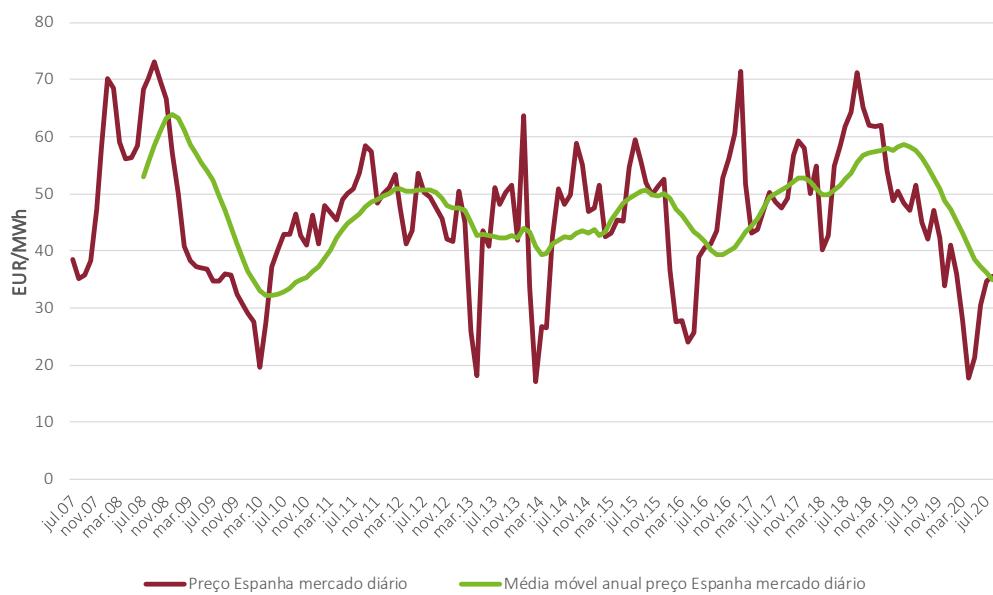
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal



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) como se pode observar na Figura 2-8. Durante o ano de 2020, de janeiro até ao final de julho verificou-se um diferencial de preços de cerca de 0,03 €/MWh (no sentido importador).

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



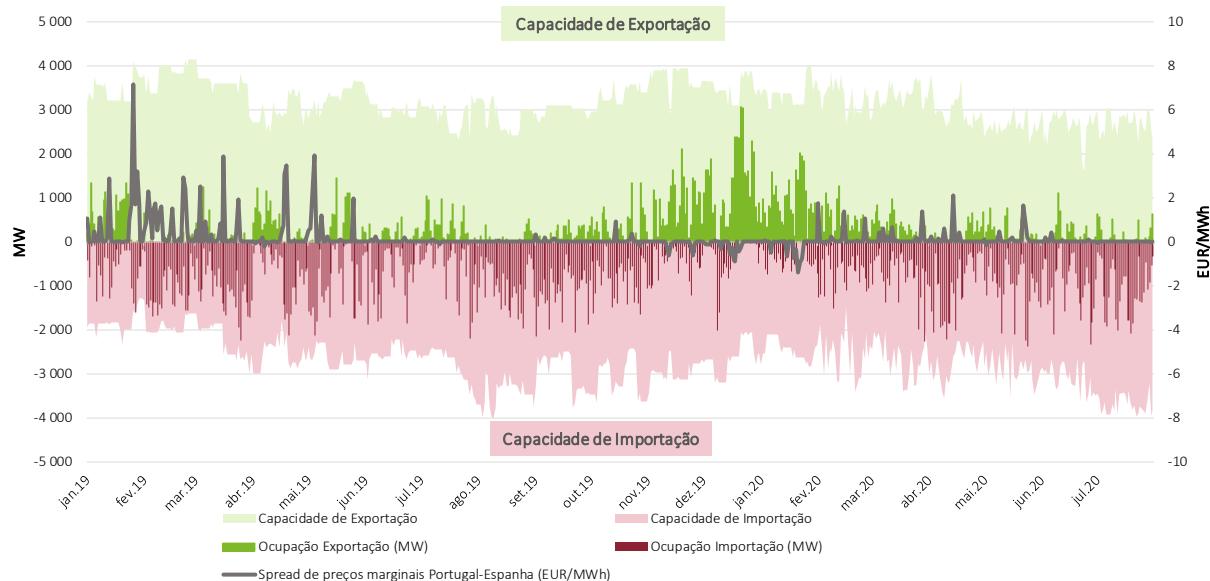
Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Face à atual integração dos mercados, cuja tendência deverá intensificar-se com o reforço da interligação das redes de transporte de Portugal e Espanha na fronteira do Minho, com uma previsão de entrada em exploração, para 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.

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. Nota-se o caso particular dos cinco primeiros meses de 2019, acima referido. Neste período observa-se uma redução na capacidade de interligação no sentido importador (Espanha → Portugal) e um aumento da ocupação da interligação no sentido importador, o que originou, nesse período, um aumento do número de horas de separação de mercados, entre Portugal e Espanha. Contrariamente, a partir do final do ano de 2019 até meados de fevereiro 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.

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



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

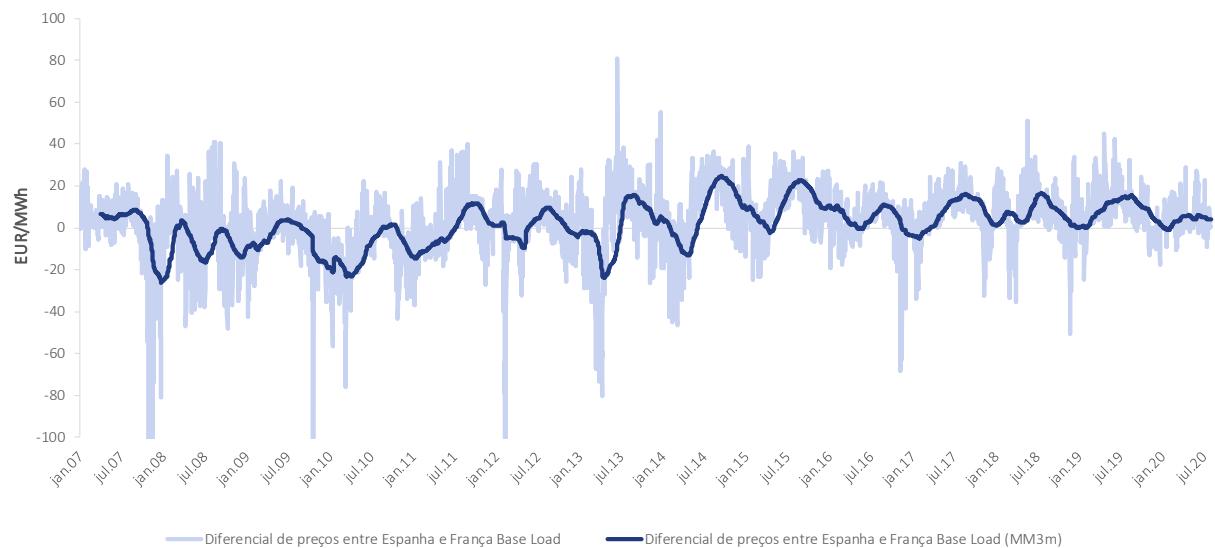
Ainda assim, os diferenciais de preços observados nos últimos 2 anos entre Portugal e Espanha mostram que as separações de preços entre os mercados português e espanhol são, de um modo geral, situações temporárias, resultantes, a título de exemplo, de redução da capacidade de importação na rede do lado espanhol. Pelo contrário, entre o conjunto do mercado ibérico e o mercado francês tem existido, sistematicamente, nos últimos anos, 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: 7,27 EUR/MWh (2017), 7,09 EUR/MWh (2018), 8,19 EUR/MWh (2019) e 4,71 EUR/MWh (entre 1 de janeiro e 31 de julho de 2020).

O diferencial de preços aumentou em 2019 devido a indisponibilidade por força maior da interligação de 400 kV Argia-Cantegrit entre França e Espanha decorrida durante o mês de março, segundo informação disponibilizada pelo operador de rede de transporte francês Réseau de Transport d'Électricité (RTE) na sua página de internet⁶, no entanto, a capacidade de interligação na referida linha foi reduzida em 200 MW⁷ para o ano de 2020.

⁶ <https://www.services-rte.com/en/news/maintenance-works-on-the-argia-cantegrit-line.html>

⁷ <https://www.services-rte.com/en/news/capacity-mechanism-rebalancing-of-cross-border-capacity-guarantees-2020.html>

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

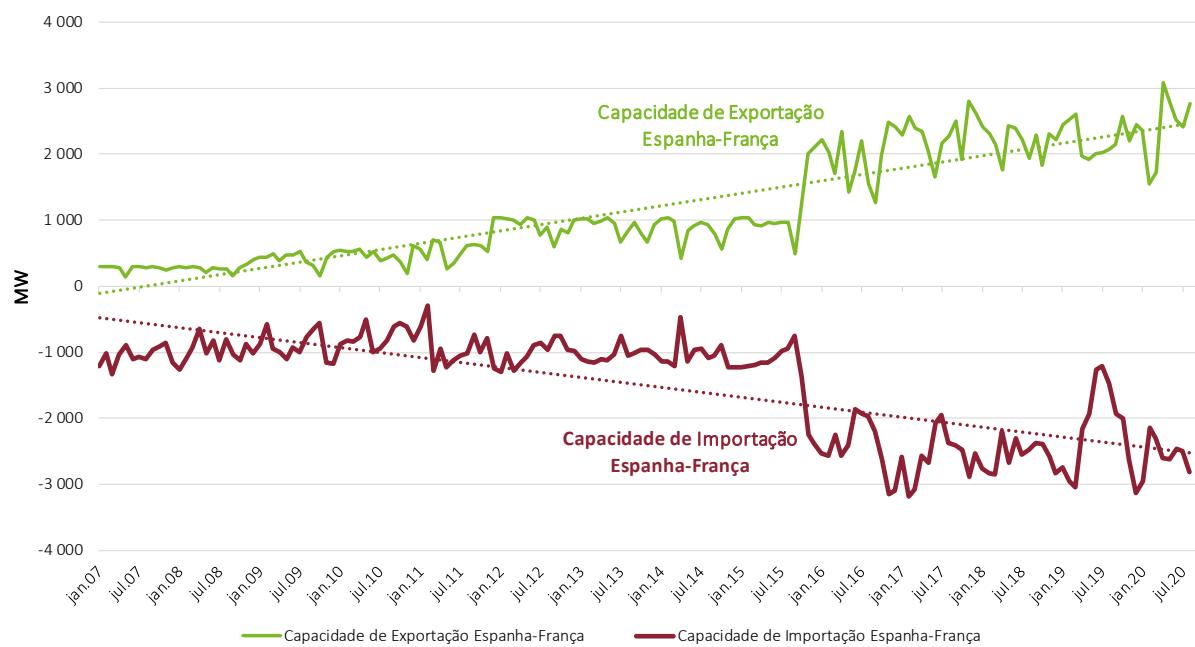


Fonte: Thomson Reuters, Elaboração ERSE

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 - Baixas⁸) 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*.

⁸ <https://www.ree.es/en/activities/unique-projects/new-interconnection-with-france>

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



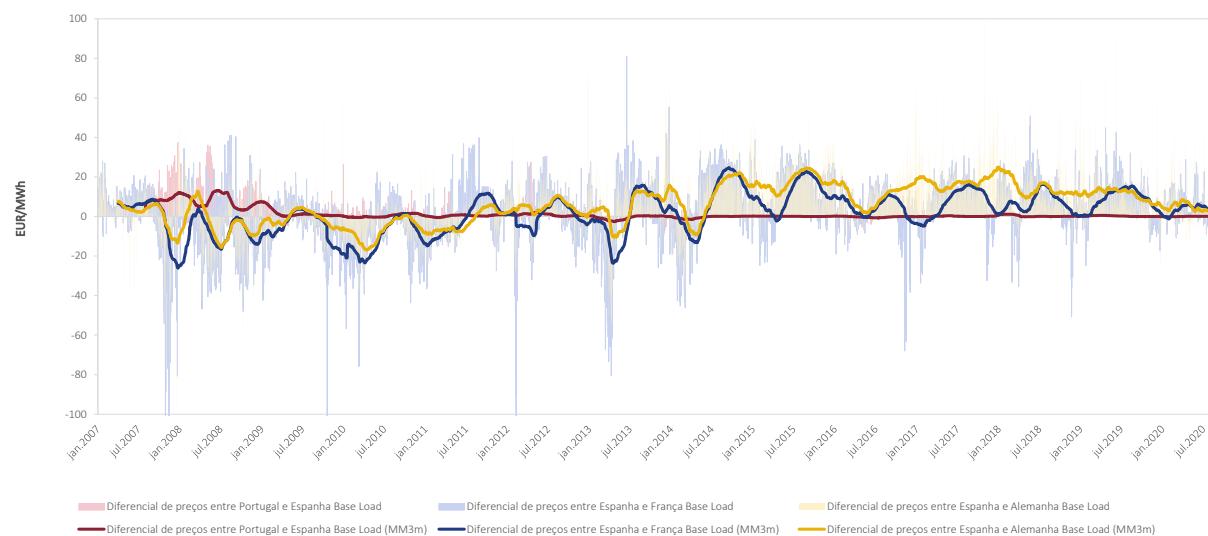
Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

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 o diferencial de preços diminuiu, contudo, ainda é considerável quando comparado com os diferenciais de preço observados na interligação entre Portugal e Espanha.

Neste sentido, em 2020, a média dos diferenciais de preço registados entre janeiro e julho de 2020 foi de 3,66 EUR/MWh, muito longe da média dos diferenciais de preço registados entre Portugal e Espanha, de 0,03 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.

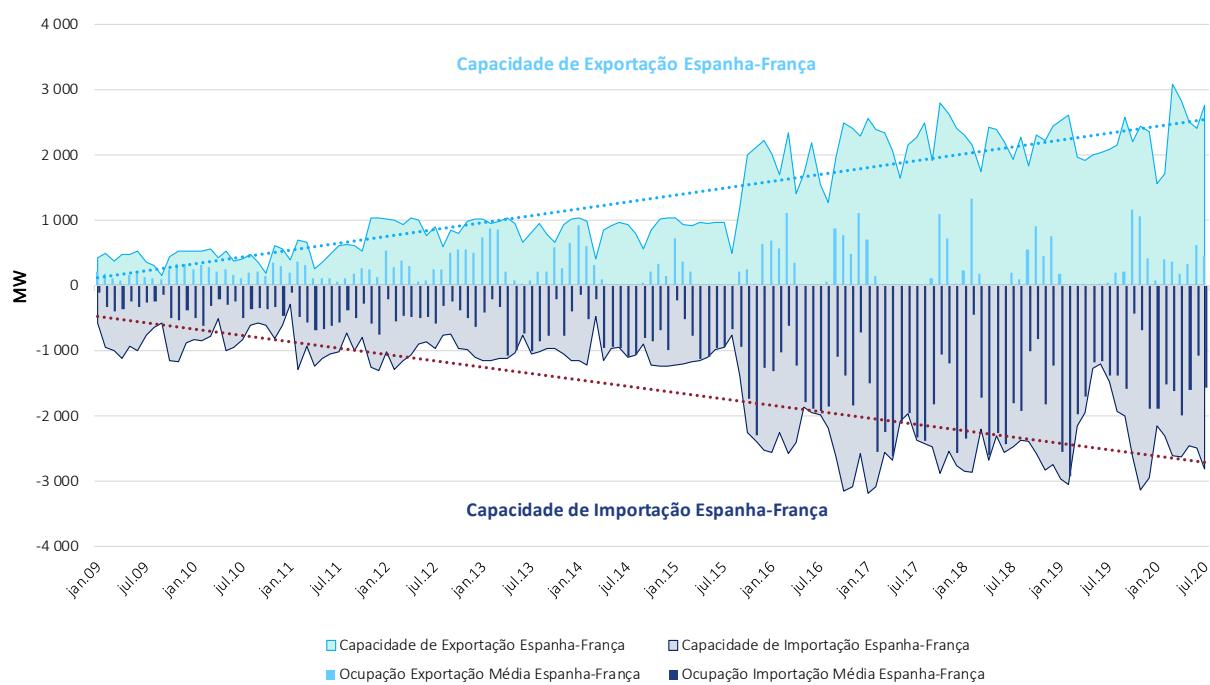
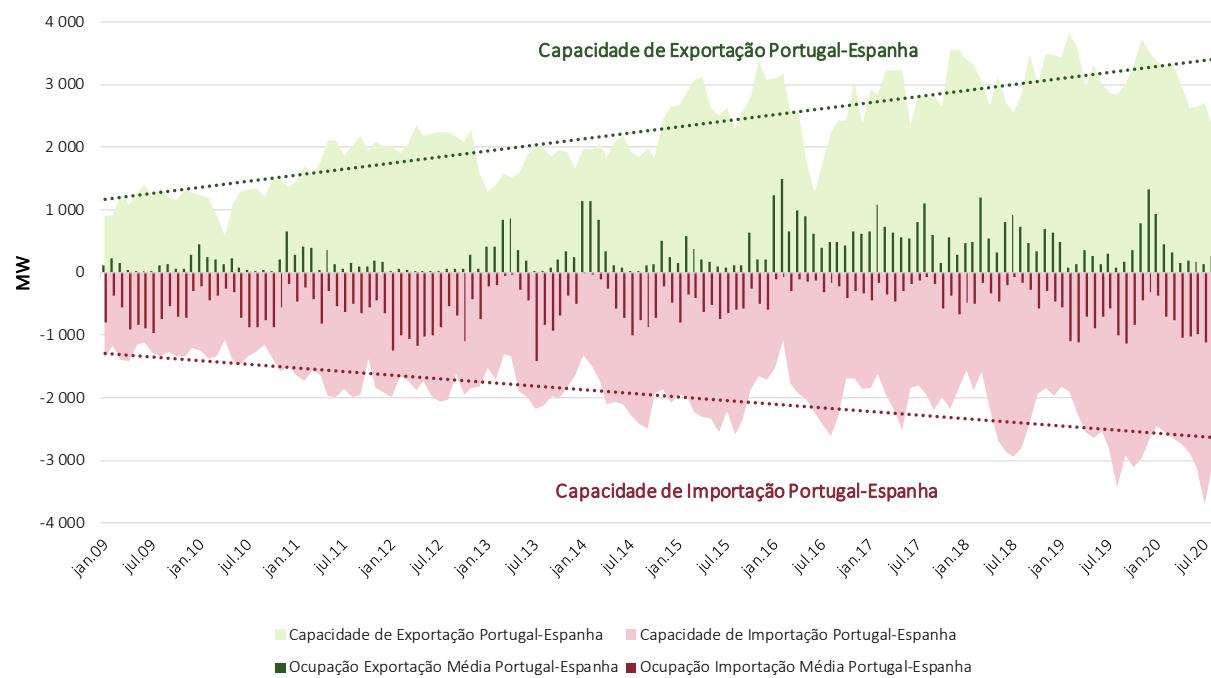
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha



Fonte: Thomson Reuters, Elaboração ERSE

Na Figura 2-13 abaixo pode-se observar, numa análise agregada em termos mensais, que durante a maior parte do ano de 2019 a capacidade de importação Espanha-França apresentou condicionalismos na capacidade transfronteiriça, como acima já explicitados segundo informação disponibilizada pela RTE, face aos respetivos trânsitos médios de energia registados na importação. A partir do final de 2019, a capacidade de importação aproximou-se dos valores médios registados anteriormente.

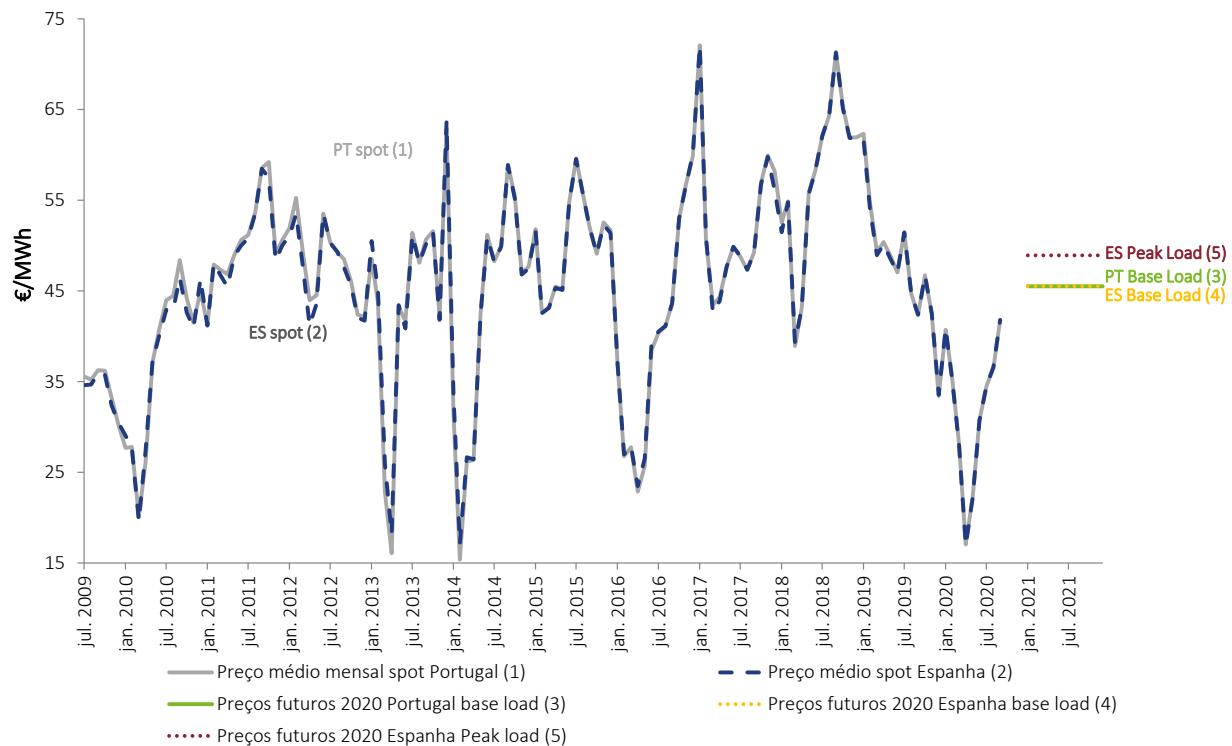
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Em termos de previsões para 2021, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2021 apontam em setembro do corrente ano para uma subida dos preços de energia face aos valores registados em 2020, para 46 EUR/MWh, no que diz respeito a contratos *base load* e para valores próximos dos 49 EUR/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-14).

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



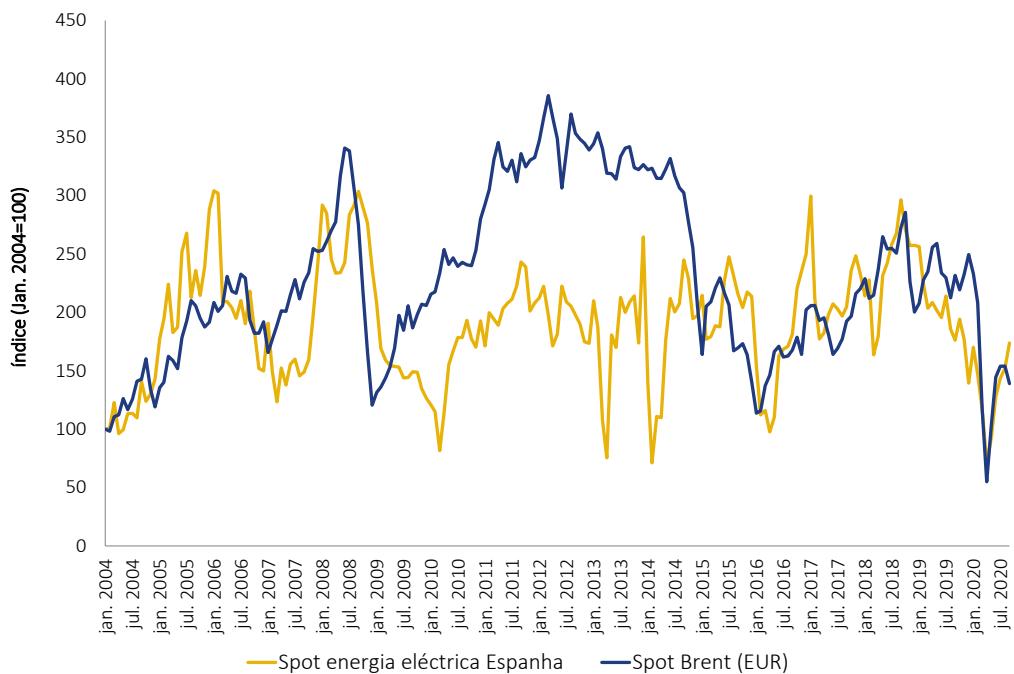
Fonte: ERSE, OMIP

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 a partir de 2015 (Figura 2-15), tendo-se observado uma aproximação entre a evolução dos preços de energia elétrica no mercado *spot* ibérico e a evolução do preço do petróleo.

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 até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm, de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição de gás natural, cujo preço está indexado ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com um desfasamento entre um e dois trimestres.

No entanto, com a forte penetração da produção de centrais com fontes de energia renováveis no mix de produção na Península Ibérica, o preço do petróleo perdeu relevância como fator explicativo da evolução do preço nos mercados grossistas entre 2009 e 2014. 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 que, por sua vez, têm uma grande influência na determinação da produção de energia elétrica das centrais de ciclo combinado a gás natural e que se repercute nos preços da energia elétrica.

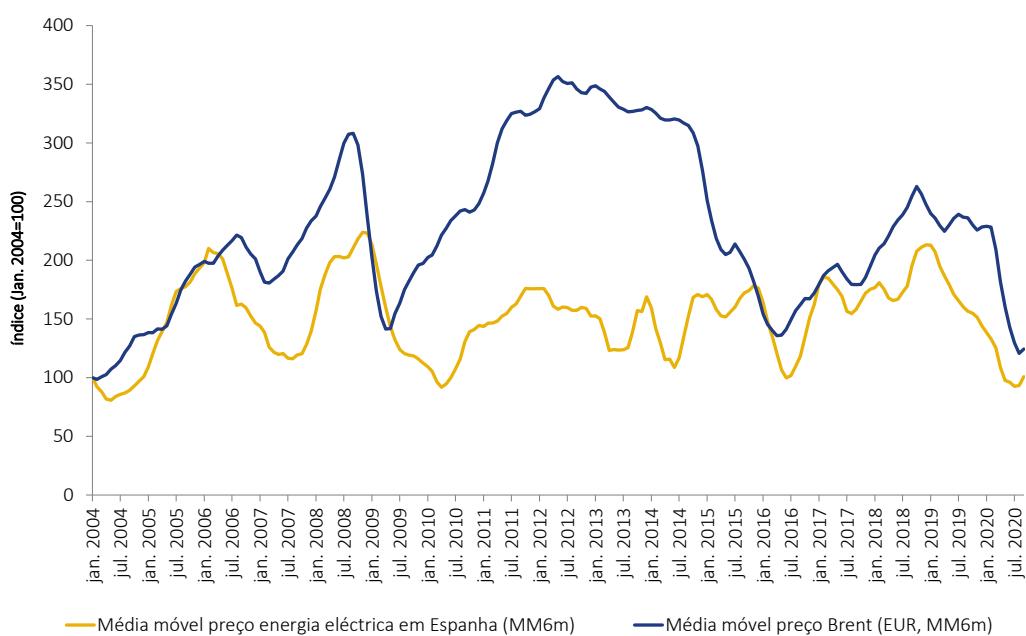
Mais recentemente, voltou-se a assistir a uma correlação muito forte entre os preços do petróleo e da energia elétrica no mercado spot ibérico, a que não deverá estar alheia a queda da produção das centrais a carvão, que por sua vez se deve à menor competitividade dessas centrais comparativamente com as

centrais de ciclo combinado a gás natural (devido ao aumento do preço das licenças de emissão de CO₂ e a queda do preço do petróleo⁹), e o seu descomissionamento em Espanha, fruto de opções políticas.

A este fator juntam-se os efeitos da pandemia no primeiro semestre de 2020, que originou uma redução substancial do preço do petróleo e do preço de energia elétrica, que não tiveram uma origem direta nos fatores que influenciam estes preços, mas na abrupta queda da atividade económica mundial, resultante das medidas tomadas para controlo da COVID-19.

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 2004¹⁰, e do preço do petróleo.

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



Fonte: ERSE, OMEL

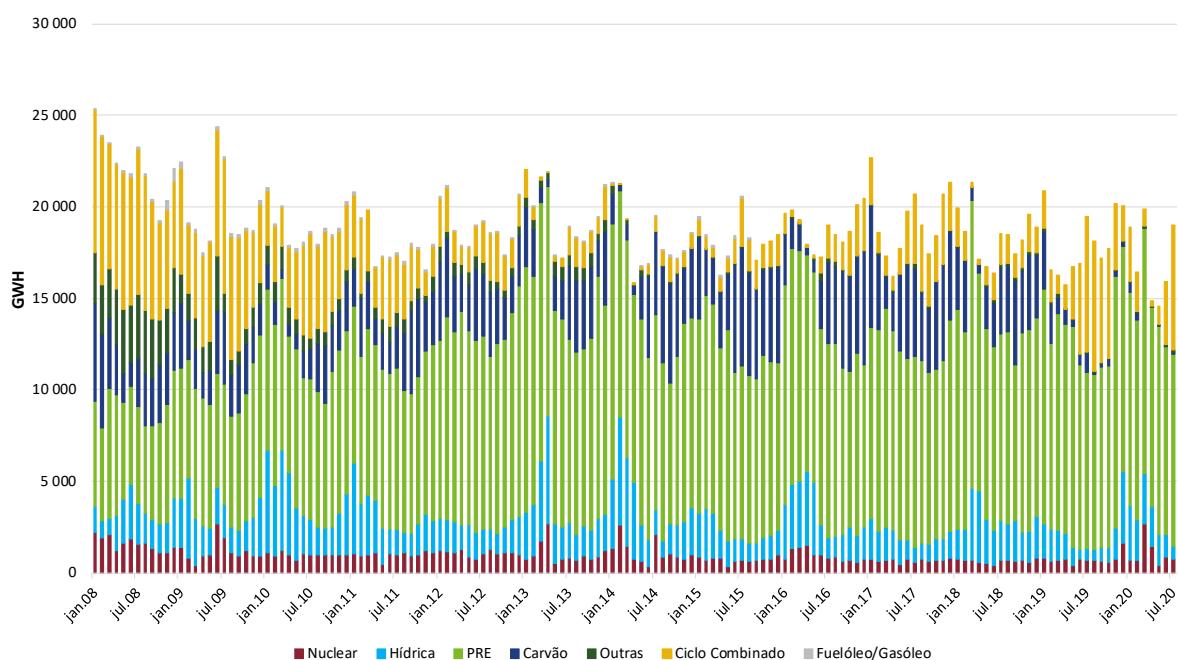
⁹ O preço do gás natural consumido nas centrais de ciclo combinado a gás natural é frequentemente definido em contratos de aquisição desta *commodity* para o período de vida útil das centrais e cujo preço está indexado ao preço do petróleo.

¹⁰ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

A observação da Figura 2-16 reforça a conclusão de que o impacte do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacte reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015, pelos motivos anteriormente expostos.

Como foi anteriormente referido, para além do impacte do preço dos combustíveis, o *mix* tecnológico de produção tem uma influência significativa na evolução do preço de energia elétrica. Assim, no que diz respeito ao *mix* de produção, tem-se assistido a um aumento contínuo do peso da produção em regime especial (Figura 2-17), 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. Em 2020, manteve-se a tendência de diminuição do peso da produção de centrais a carvão verificada desde o inicio de 2019.

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



Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

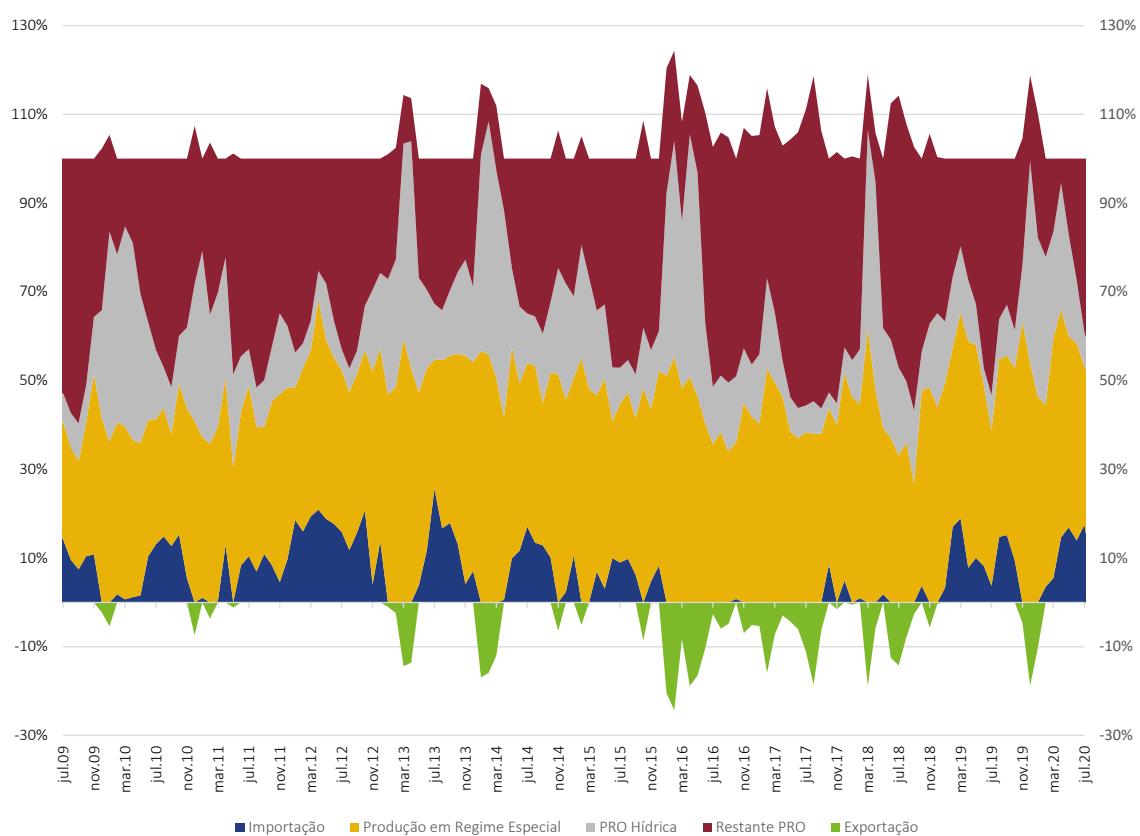
Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-18 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das grandes centrais hidrálicas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, de facto, que durante os primeiros oito meses de 2016 e grande parte dos anos de 2017, 2018 e último trimestre de

2019, as condições climatéricas 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 verificaram-se condições climatéricas mais desfavoráveis o que, consequentemente levou a uma redução da produção em regime especial que foi compensada pela produção térmica, e por valores verificados de importação proveniente de Espanha.

Em 2020 têm-se verificado uma manutenção da situação e consequentemente existência de saldos importadores de Espanha.

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



Fonte: REN, Elaboração ERSE

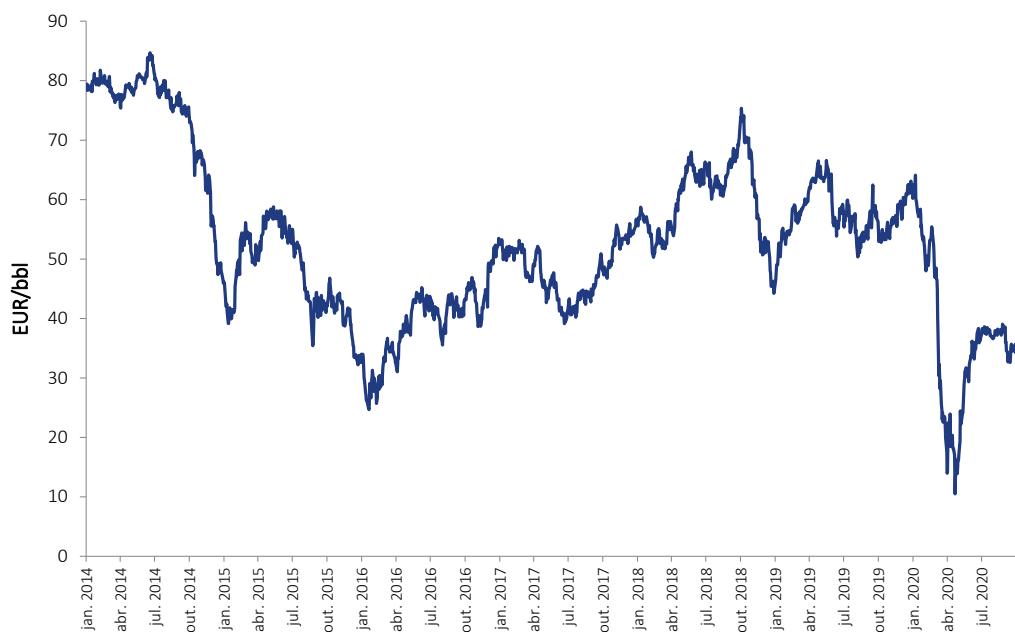
O efeito da produção em regime especial no preço de mercado é importante, tendo em conta que o preço final desta fonte de energia não é, de um modo geral, definido no mercado grossista, mas sim através de tarifa garantida. De facto, o crescimento da produção em regime especial, provoca uma diminuição da procura residual de energia elétrica em mercado, isto é, da procura deduzida das ofertas a preço zero por terem custos marginais tendencialmente nulos. No entanto, o peso da PRE é igualmente influenciado por

fatores climatéricos. 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 alguma volatilidade, com uma tendência de descida nos anos mais recentes. No mês de março de 2020, o alargamento da pandemia da COVID-19 ao mundo, agravada pela guerra comercial entre a Arábia Saudita e a Rússia, levou a uma queda abrupta da cotação do petróleo, com o Brent a registar valores perto dos 10 EUR/bbl. No passado mês de abril, o Brent registou um mínimo histórico dos últimos 21 anos, de 10,5 EUR/bbl. Esta queda aproximou a cotação do Brent dos valores registados em 1999, sendo motivada pela pandemia do COVID-19 que levou ao colapso da procura de todo o tipo de combustíveis, desde a gasolina ao gasóleo e também ao combustível para aviação.

No terceiro trimestre de 2020, a média da cotação do Brent registada foi de 36,7 EUR/bbl, igual à média do ano até setembro, valor que contrasta com os valores registados nos últimos anos de 2018 e 2019, em que as médias anuais da cotação do Brent observaram valores de 60 USD/bbl e 57 EUR/bbl, respetivamente.

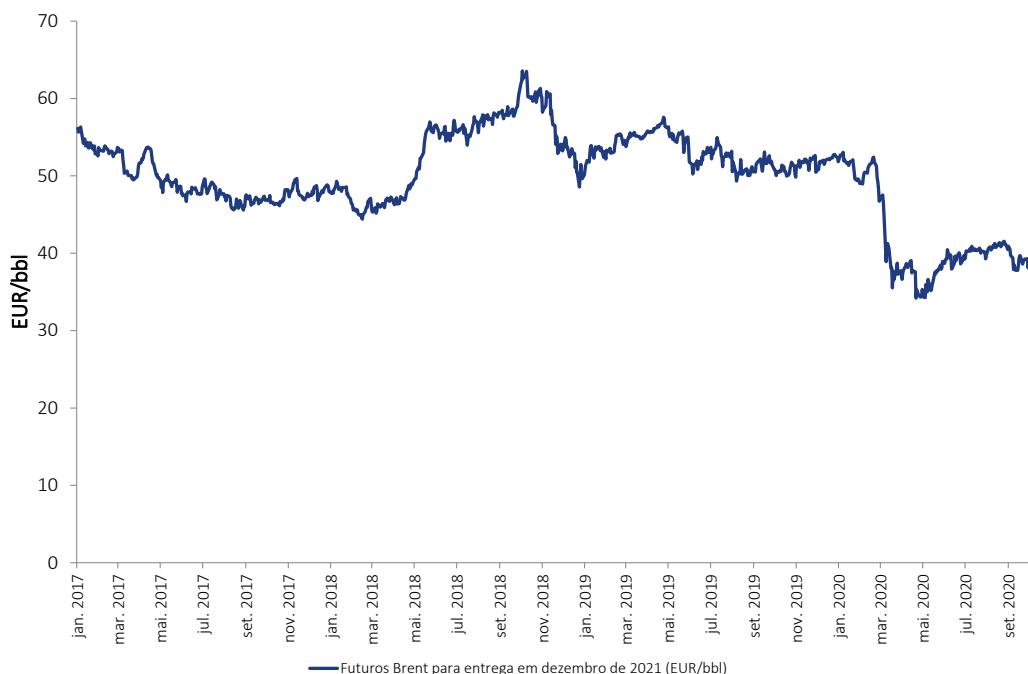
Figura 2-19 - Evolução preço diário *Brent* (EUR/bbl) desde 2014



Fonte: ERSE, Reuters

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 queda, com algumas variações, ao longo de 2019 e uma queda abrupta na altura do início da pandemia da COVID-19. A média das cotações até à data foi de 42 EUR/bbl.

Figura 2-20 - Preço de futuros petróleo *Brent* para entrega em dezembro de 2021

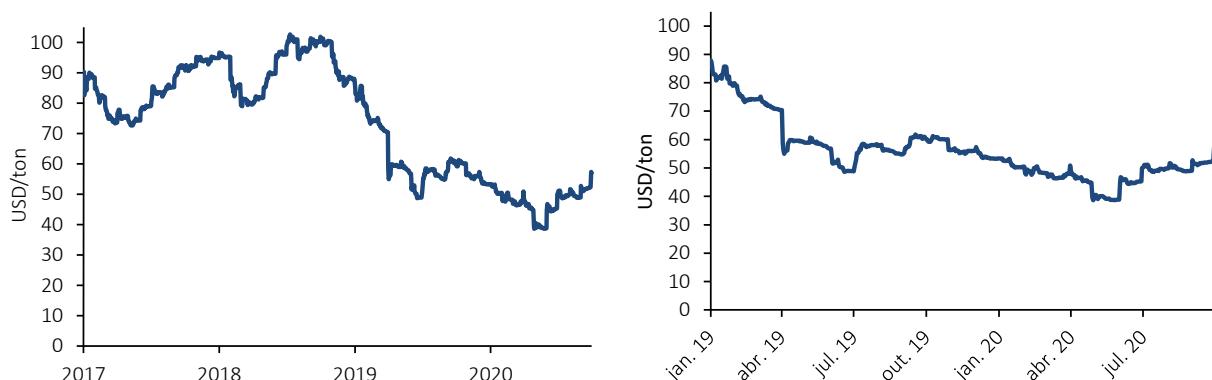


Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 2-21 podemos observar a evolução do preço do carvão nos mercados do noroeste da Europa (mercado OTC a um mês). Entre 2017 e inícios de 2019 o preço do carvão manteve-se acima dos 70 USD/ton, beneficiando, portanto, nesta fase e em termos de competitividade, as centrais de ciclo combinado a gás natural relativamente às centrais a carvão. Nesse intervalo de tempo, e após um período de robusta procura chinesa para alimentar o seu crescimento económico, o carvão atingiu o valor de 100,7 USD/ton, valor máximo observado, no final de julho de 2018.

Na sua evolução mais recente, o preço do carvão manteve até maio de 2020 a tendência de descida iniciada no segundo trimestre de 2018, registando no final de maio o valor mínimo de todo o período em análise, 38,6 USD/ton. O valor médio registado até setembro de 2020 foi de 48 USD/ton, que representa uma queda de 23% face ao valor médio do ano anterior.

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

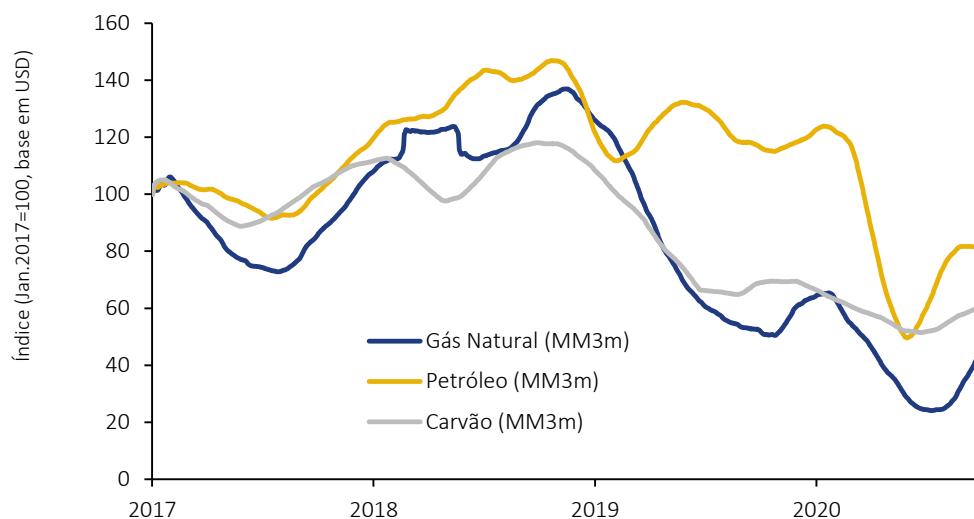


Fonte: ERSE, Reuters

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).

Após a tendência de crescimento verificada no preço das três *commodities*, com início em meados de 2017, observou-se uma inversão de tendência no final de 2018. O petróleo apresentou uma tendência de subida no primeiro semestre do ano 2019, que se inverteu no terceiro trimestre e até ao final do ano. O carvão e o gás natural mantiveram uma tendência de queda até ao terceiro trimestre de 2019, tendo o gás natural invertido esta tendência no quarto trimestre do ano. O inicio do ano de 2020 foi marcado pela pandemia da COVID-19, pelo que as três *commodities* registam descidas acentuadas até ao final do segundo trimestre, marcadas essencialmente pela quebra na procura por parte das grandes economias, essencialmente a China. No terceiro trimestre de 2020, com a abertura gradual das economias e a retoma da atividade a nível global, observou-se um movimento de subida dos preços destas três *commodities*, principalmente no preço do petróleo e do gás natural.

Figura 2-22 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados *spot* (base 100=Jan/2017)



Fonte: ERSE, Reuters

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 CO₂¹¹. 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, registando valores acima dos 25 EUR/tonCO₂. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 150% face aos valores do início do ano, em torno dos 8 EUR/tonCO₂. Esta evolução decorre, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE¹², bem como da discussão e os compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris. Assim, foram definidas novas regras¹³ 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. No início do primeiro trimestre de 2020, o preço das EUAs apresentou

¹¹ Também conhecido por *EU Emission Trading System (EU ETS)*.

¹² Diretiva 2018/410, de 14 de março.

¹³ Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO₂ e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

uma forte volatilidade, 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, estará relacionada com a perspetiva da recuperação da economia pós COVID-19 e do otimismo sobre as metas climáticas da UE a longo prazo.

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



Fonte: Thomson Reuters, Elaboração ERSE

PREVISÕES

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2020 e 2021, 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 contração em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, possibilitado pela revisão do Regulamento Tarifário (RT) e, posteriormente, introduzido na revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), de agosto de 2011, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de 49,52 EUR/MWh, superior ao estimado para 2020, que se situa em torno dos 46,56 EUR/MWh¹⁴, e abaixo

¹⁴ 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.

do previsto em tarifas de 2020 para 2020, 61,33 EUR/MWh (Quadro 2-5). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹⁵ para fornecimento dos clientes

	2020P em T2020	2020E em T2021	2021P em T2021
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	61,33	46,56	49,52
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	52,59	36,76	38,23
Índice de produtibilidade hidroelétrica	1,00	0,97	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2021 em Portugal é de 49,52 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 2020 e 2021, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados do leilão de aprovisionamento do CUR realizado no passado dia 27 de agosto de 2020.

Assim, foram considerados na definição do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2021, 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 previstos¹⁶, 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 106.º do Regulamento Tarifário em vigor, igual a zero.

¹⁵ 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.

¹⁶ 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 2021

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 2021 por atividade no Continente

Tarifas 2021	Proveitos por actividade (1)	Custos transferidos entre actividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2021, previstos em 2020 (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Unidade: Milhares de euros	
						Tarifas 2021 (6) = (3) - (4) + (5)	
REN Trading	377 494		0	0	0		0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	377 494	-377 494 (GGS)	0	0	0		0
ADENE	1 225		0	0	0		0
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 225	-1 225 (CVAT)	0	0	0		0
REN	568 357		945 852	0	0		945 852
Gestão Global do Sistema (GGS)	281 912	377 494 (CVEEAC)	659 406				659 406
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	286 446		286 446				286 446
E-Redes	3 354 450	-944 627	2 409 823	50 974	-119 444		2 239 406
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 006 100		1 006 100				1 006 100
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 348 350	-944 627 (OLMC + GGS + TEE)	1 403 723	50 974			1 352 750
Tarifa Social					-119 444		-119 444
SU Eletricidade	1 709 732	-1 611 134	98 598	-50 974	0		149 572
Compra e Venda de Energia Eléctrica	1 446 513	-1 367 870	78 643	-47 410			126 053
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	1 367 870	-1 367 870 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0				0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	78 643		78 643	-47 410			126 053
Compra e Venda à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	243 263	-243 263 (DEE + CVAT)	0				0
Comercialização (C)	19 955		19 955	-1 309			21 264
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória				-2 255			2 255
			3 454 273	0	-119 444		3 334 829

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

Quadro 3-2 - Proveitos em 2021 por atividade nas Regiões Autónomas

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	Unidade: Milhares de euros	
			Tarifas 2021 (3) = (1) + (2)	
EDA	103 590	62 398		165 987
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	79 980	37 307		117 287
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	20 127	21 031		41 158
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	3 483	4 061		7 543
EEM	122 810	61 617		184 427
Atividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	93 931	38 281		132 212
Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica	24 749	22 368		47 117
Atividade de Comercialização de Energia Eléctrica	4 130	968		5 097
Total nas Regiões Autónomas	226 399	124 015		350 414

3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2019 E DE 2020

3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2019

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos, previstos, a proporcionar em 2019 definidos em 2018 com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos, definitivos, recalculados no ano 2020, com base em valores verificados em 2019.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2021 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2019 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos, definitivos, recalculados em 2020 com base em valores verificados em 2019. Os ajustamentos¹⁷ de 2019 a refletir em 2021 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -43,431 milhões de euros;
- Operação Logística de Mudança de Comercializador: 0,018 milhões de euros;
- Gestão Global do Sistema: -9,649 milhões de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: -7,378 milhões de euros;
- Compra e venda do acesso a rede de transporte: -19,231 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 7,542 milhões de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: -239,606 milhões de euros;
- Comercialização: -0,307 milhões de euros.

¹⁷ Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2021 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2019 a refletir em 2021, no Continente

Unidade: Milhares de euros.

	Proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2018 (tarifas 2019)	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devida 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 do mercado	Proveitos Efectivamente faturados em 2019	Proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2020	Incentivos, desvio da tarifa social e custos aceites a posteriori	Acerços faturação de anos anteriores	Desvio	Desvio actualizado para 2020	Ajustamento provisório calculado em 2019 actualizado para 2021	Acerço do CAPEX e interrupibilidade	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Ajustamento a repercutir em 2021	
	(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)	(13) = (10) - (11) + (12)		
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	284 102				284 102	379 148	1 433		-96 478	-96 966	-53 534		0	-43 431	
Proveitos permitidos à REN Trading	284 102	0			0	284 102	379 148	1 433		-96 478	-96 966	-53 534	0	0	-43 431
Operação Logística de Mudança de Comercializador	1 197				1 215	1 197				18	18				18
Proveitos permitidos à ADENE	1 197	0			0	1 215	1 197	0		18	18	0	0	0	18
Gestão Global do Sistema (GGS)	603 828				592 477	603 827			-11 350	-11 408	-2 273	-514		-9 649	
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	283 188				278 883	274 337	0		4 546	4 569	-11 946			7 378	
Proveitos permitidos à REN	887 016	0			0	871 359	878 154	0		-6 804	-6 839	-2 273	-12 461	0	-17 027
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	1 999 471				1 940 070	1 959 637	-433		-19 355	-19 331					-19 331
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 049 338				1 044 650	1 027 000	-364		18 000	18 096		-10 587	32	7 541	
Proveitos permitidos à E-Redes	3 048 810	0			0	2 984 719	2 986 645	-796		-1 130	-1 135	0	-10 587	32	-11 690
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 215 536				30 984	1 214 215	1 592 950		0	-358 618	-360 429	-120 823			-239 606
Produção em regime especial (PRE)	1 015 944				0	1 015 944	1 421 904		0	-388 070	-390 030	-149 756			-240 274
Fornecimento a clientes (FC)	199 593			17 890	30 984	198 272	169 933	1 113		28 339	28 482	28 933			-450
Ajustamento da aditividade tarifária										1 113	1 119				1 119
Comercialização (C)	21 739	-8 327				21 817	13 795			-305	-307				-307
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	1 237 275	-8 327			30 984	1 236 032	1 606 745	0		-358 923	-360 736	-120 823	0	0	-239 913
Total no Continente								637	0	-463 317	-465 657	-176 630	-23 048	32	-912 042

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 2019, com os proveitos de 2019 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2019 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2019. A diferença entre estas duas rúbricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2019 a repercutir nas tarifas de 2021. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

O ajustamento a favor da EDA em 2021 relativamente ao ano de 2019, atualizado para 2021, será de -3,968 milhões de euros.

O ajustamento a favor da EEM em 2021 relativamente ao ano de 2019, atualizado para 2021, será de -10,680 milhões de euros.

As atualizações destes ajustamentos consideram as taxas EURIBOR a 12 meses, média, determinada em valores diários de 2019, 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 2020, acrescida de *spread* de 0,50 p.p.

Os ajustamentos¹⁸ de 2019 a refletir em 2021 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: -4,210 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 0,327 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -0,086 milhões de euros;

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: -10,788 milhões de euros;

¹⁸ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

- Distribuição de Energia Elétrica: 0,080 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 0,028 milhões de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2021 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2019 a refletir em 2021, nas Regiões Autónomas

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2018 (Tarifas 2019)	Proveitos recuperados em 2019, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2019	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 2019, definidos em 2021	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2021 (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 2021
	(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	136 841	93 234	43 613	0	0	140 018	807	-2 376	-1 833	-4 210
Distribuição de Energia Elétrica	37 909	21 639	16 499	0	0	36 544	0	1 602	-1 274	327
Comercialização de Energia Elétrica	7 141	3 347	3 776	0	0	7 112	0	11	-96	-86
Proveitos permitidos à EDA	181 891	118 220	63 887	0	0	183 674	807	-764	-3 204	-3 968
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 315	104 255	40 173	0	0	149 126	-3 382	-8 120	-2 668	-10 788
Distribuição de Energia Elétrica	45 675	25 763	20 084	0	0	44 432	0	1 422	-1 343	80
Comercialização de Energia Elétrica	5 307	3 627	1 739	0	0	5 255	0	112	-84	28
Proveitos permitidos à EEM	194 296	133 646	61 996	0	0	198 813	-3 382	-6 586	-4 095	-10 680
Total nas Regiões Autónomas								-7 350	-7 299	-14 648

3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2020 a repercutir nas tarifas de 2021. 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 2020 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2020 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2021, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2022. Os ajustamentos provisórios¹⁹ de 2020 a refletir em 2021 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -104,207 milhões de euros;
- Gestão Global do Sistema: -0,974 milhões de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: 11,365 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 10,640 milhões de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: -398,523 milhões de euros.

¹⁹ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2020 a refletir em 2021, no Continente

									Unidade: Milhares de euros
Proveitos a proporcionar em 2020, definidos em 2019 (tarifas 2020)	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Proveitos estimados a faturar em 2020	Proveitos estimados a proporcionar em 2020, definidos em 2020	Incentivos e custos aceites a posteriori	Desvio[1]	Desvio actualizado para 2021	Acerto do CAPEX actualizado para 2021	Ajustamento provisório a repercutir em 2021	
(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		289 413	289 413	391 972	1 418	-103 976,88	-104 207		-104 207
Proveitos permitidos à REN Trading	289 413	289 413	391 972	1 418	-103 977	-104 207	0	-104 207	
Gestão Global do Sistema (GGS) Transporte de Energia Elétrica (TEE)								-974 11 365	-974 11 365
Proveitos permitidos à REN	0	0	0	0	0	0	0	10 391	10 391
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT) Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								10 640	10 640
Proveitos permitidos à E-Redes	0	0	0	0	0	0	0	10 640	10 640
Compra e Venda de Energia Elétrica Produção em regime especial (PSE) Fornecimento a clientes (FC) Ajustamento da aditividade tarifária Comercialização (C)	1 260 164 1 260 164	26 400 26 400	1 435 208 1 260 164 175 044	1 859 249 1 730 843 128 406	0 -397 641 -444 279 46 638	-398 523 -445 264 46 741			-398 523 -445 264 46 741
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	1 260 164	26 400	1 435 208	1 859 249	0	-397 641	-398 523	0	-398 523
Total no Continente					1 418	-501 618	-502 730	21 030	-481 700

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-Aº 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 2020, 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 2020. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2021, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2022.

Os ajustamentos provisórios²⁰ de 2020 a refletir em 2021 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 0,921 milhões de euros;

²⁰ Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

- Distribuição de Energia Elétrica: 0,011 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 0,024 milhões de euros.

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 1,441 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 0,548 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 0,005 milhões de euros.

**Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2020 a refletir em 2021,
nas Regiões Autónomas**

Unidade: Milhares de euros	
Acerto do CAPEX de 2020 atualizado para 2021 a repercutir em tarifas de 2021	
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	921
Distribuição de Energia Elétrica	11
Comercialização de Energia Elétrica	24
Proveitos permitidos à EDA	957
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 441
Distribuição de Energia Elétrica	548
Comercialização de Energia Elétrica	5
Proveitos permitidos à EEM	1 994
Total nas Regiões Autónomas	2 951

4 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2019

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). Assim, o Agente Comercial, no âmbito da sua atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) adquire energia elétrica produzida 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, em 2014 a ERSE publicou a Diretiva n.º 2/2014, de 3 de janeiro, que revogou o Despacho n.º 11210/2008, de 17 de abril, a qual estabeleceu os incentivos económicos à gestão otimizada dos centros electroprodutores detentores de CAE não cessados, designadamente o incentivo I_{CAE} e o prémio de adequação de mercado P_{AM} , que vigoram desde 2014 e que serão adiante descritos. Os custos de funcionamento da atividade de CVEE do Agente Comercial são incorporados no incentivo I_{CAE} no momento do ajustamento definitivo dos proveitos. O presente processo tarifário surge em paralelo com a revisão desses incentivos, que visam acomodar o período transitório que se avizinha, particularmente o fim do CAE da Tejo Energia, em novembro de 2021, e o da central da Turbogás, no primeiro trimestre de 2024.

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 t²¹;
- os proveitos associados ao incentivo para a otimização da gestão dos CAE, estabelecido no Anexo I da Diretiva n.º 2/2014, de 3 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 2021, do sobrecusto estimado para 2020, bem como do verificado em 2019.

²¹ 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.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2021

		2019 Verificado (1)	2020 Tarifas 2021 (2)	2021 Tarifas (3)	[(3)-(1)]/(1) % [(3)-(2)]/(2) %	Unidade: 10 ³ EUR
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	114 096	116 193	93 894	-17,7%	-19,2%
(1b)	Turbogás	133 361	135 591	136 722	2,5%	0,8%
(1)=(1a)+(1b)	Total	247 457	251 784	230 616	-6,8%	-8,4%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	33 505	7 264	23 117	-31,0%	218,3%
(2b)	Turbogás	193 367	148 075	130 279	-32,6%	-12,0%
(2)=(2a)+(2b)	Total	226 873	155 338	153 396	-32,4%	-1,3%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	23 535	7 904	24 123	2,5%	205,2%
(3b)	Turbogás	30 163	34 014	39 307	30,3%	15,6%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	132	0	0	-	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	Total	53 830	41 918	63 430	17,8%	51,3%
Receitas sem serviços de sistema						
(4a)	Tejo Energia	61 790	13 701	44 746	-27,6%	226,6%
(4b)	Turbogás	179 372	138 232	182 076	1,5%	31,7%
(4)=(4a)+(4b)	Total	241 162	151 933	226 822	-5,9%	49,3%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(5a)	Tejo Energia	1 627	2 662	0	-	-
(5b)	Turbogás	2 057	5 663	0	-	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	3 684	8 325	0	-	-
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	5 199	5 003	4 585	-11,8%	-8,4%
(7b)	Turbogás	3 369	3 330	3 304	-1,9%	-0,8%
(7)=(7a)+(7b)	Total	8 568	8 333	7 889	-7,9%	-5,3%
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	112 920	120 001	100 973	-10,6%	-15,9%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	178 831	177 115	127 536	-28,7%	-28,0%
(9c)-(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	132	0	0	-100%	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	291 883	297 115	228 509	-21,7%	-23,1%

Os encargos de potência previstos para 2021 estão um pouco abaixo dos valores estimados para 2020, sendo a pequena diferença atribuível à evolução prevista das variáveis monetárias que influenciam estes encargos. No que diz respeito aos encargos de energia, a trajetória é oposta para cada central: a Tejo Energia deverá ter um acréscimo acentuado em 2021, relativamente às estimativas para 2020, enquanto a Turbogás deverá apresentar em 2021 valores inferiores aos estimados para 2020. No total, sendo o peso da Turbogás superior ao peso da Tejo Energia, os encargos de energia diminuem de 2020 para 2021.

A subida dos encargos de energia por parte da central da Tejo Energia em 2021, face ao valor estimado para 2020, resulta do acréscimo previsto na produção da central, especialmente devido à obrigação de

queimar todo o carvão em *stock*²², e do aumento do preço de carvão que a ERSE perspetiva para o ano de 2020. No caso da Turbogás, a diminuição do encargo de energia está relacionado com o decréscimo dos custos variáveis unitários, por via da descida estimada do preço do petróleo e, consequentemente, do preço do gás natural consumido por esta central nas condições definidas no AGC²³, bem como da diminuição prevista das quantidades consumidas de gás natural pela central.

Registe-se, contudo, que o elevado nível de consumo de gás natural implícito no AGC, face à menor competitividade da central da Turbogás no contexto ibérico, é um fator de risco, designadamente em situações de *mark-up* bastante reduzidos, ou até mesmo negativos, como se verifica atualmente.

No que respeita aos custos com as licenças de emissão de CO₂, a continuada subida do preço de mercado deste fator produtivo será determinante para o acréscimo desta natureza de custos. Esta subida é visível em ambas as centrais, sendo o efeito maior na central da Tejo Energia devido ao acréscimo de produção em relação a 2020.

Do lado das receitas unitárias de venda de energia elétrica, a ERSE prevê que aumentem para ambas as centrais em 2021, relativamente ao que está estimado para 2020, devido, principalmente, à subida do preço de mercado de 2020 para 2021, em consequência da previsível recuperação económica pós crise pandémica da Covid-19. Este aumento das receitas unitárias traduz-se no incremento das receitas de venda de energia elétrica totais da central do Pego (226,6%) e da central da Turbogás (31,7%).

Para o agregado das duas centrais, o aumento das receitas, aliado ao decréscimo dos encargos de energia, contribui para um incremento da margem operacional do *portfolio*.

²² De acordo com o CAE, o stock existente no final do contrato tem de ser pago ao produtor ao preço do custo. Este custo reincidente sobre os consumidores de energia elétrica do mercado nacional.

²³ 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 2021

		2020	2021
Preço base ⁽¹⁾	EUR/MWh	34,5	45,0
Preço licenças CO ₂ ⁽¹⁾	EUR/ton	26,0	28,5
Tejo Energia	Quantidades (GWh)	300	810
	Custo variável com CO ₂ (EUR/MWh)	50,6	58,3
Turbogás	Quantidades (GWh)	3 526	3 584
	Custo variável com CO ₂ (EUR/MWh)	51,6	47,3

x\X⁽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 89.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4-3 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos proveitos permitidos de 2021. A parcela referente aos custos de exploração do Agente Comercial em 2021 já contempla uma previsível queda no nível de atividade da empresa devido ao término do CAE da Tejo Energia em 30 de novembro de 2021.

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

		Unidade 10 ³ EUR
	Tarifas 2020	Tarifas 2021
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	193 340
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	517 612
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	7 303
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	331 574
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 215
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 187
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	27
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e comparticipações	14
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	4,88%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-53 416
D	Adiamento do ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-1	0
E	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-41 441
F = A + B - C - D - E	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	289 413
		377 494

4.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO EM 2019 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

De acordo com o artigo 89.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2021, 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 2019, que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do referido artigo do Regulamento Tarifário dos valores reais do diferencial de custo CAE de 2019. Este montante é atualizado para 2021, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2019²⁴, acrescida do *spread*²⁵ de 0,50 pontos percentuais, e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2020²⁶, acrescida de *spread* de 0,50 pontos percentuais. Ao montante obtido desta forma, deduz-se o ajustamento provisório do ano 2019 efetuado nas tarifas de 2020, atualizado para 2021 com juro relativo a 2020 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 2019 a repercutir nas tarifas de 2020 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* substitui 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.

²⁴ Média dos valores diários verificados de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2019.

²⁵ O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.1 deste documento.

²⁶ Média dos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2020.

Os encargos com os litígios desencadeados pela Tejo Energia e pela Turbogás, constituem custos de contexto da atividade, tanto para os produtores como para a REN Trading. Os produtores não serão certamente resarcidos, através da REN Tranding ou das tarifas de energia, destes específicos custos incorridos. E não se identifica base legal que determine que tenham de ser necessariamente reconhecidos nos proveitos da REN Trading. Nem a decisão sobre esta matéria impacta, de modo algum, com o regime de *unbundling*.

Por ser uma empresa regulada a ERSE está, contudo, obrigada a garantir o equilíbrio económico-financeiro da atividade, ou seja, a remuneração do investimento através da aplicação de uma taxa alinhada com o custo de oportunidade da atividade.

Neste quadro, os custos reconhecidos em anteriores decisões tarifárias serão mantidos, mas na ausência de melhor fundamentação não serão reconhecidos nesta fase novos custos incrementais com litigância. O que se justifica num quadro em que os custos em causa são diminutos no quadro dos réditos auferidos, desde 2008, pela REN Trading, através das tarifas de eletricidade.

Deste modo, não foram aceites os gastos com os painéis financeiros em 2019, relativos à tarifa social e ISP Taxa de Carbono, pagos pela Tejo Energia e Turbogás, no montante total de 304 206 euros.

Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2019

		Unidade 10 ³ EUR	
		2019	Tarifas 2019
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	532 746	621 994
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	8 568	5 445
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	249 431	432 341
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 740
5	Ajustamento t-1	-25 410	-25 410
6	Ajustamento t-2	-61 855	-61 855
7	Incentivos ICAE e PAM em t-2	1 433	
A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	380 581	284 102
B	Sobrecusto recuperado pela GGS	284 102	
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	-96 966	
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	-53 416	
E = D * (1+it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t	-53 534	
i _{t-2} i _{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-2 acrescida de <i>spread</i> Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 acrescida de <i>spread</i>	0,283% 0,222%	
G	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	0	
F = C - E + G * (1 + i_{t-2}) * (1 + i_{t-1})	Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t	-43 431	

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2019, 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 2019 com o valor real ocorrido nesse ano. Não foram considerados custos com painéis financeiros, que vieram a ser desfavoráveis aos produtores, uma vez que estes custos não correspondem a encargos a pagar pela REN Trading aos produtores, nem foram identificadas normas que os habilitem.

Quadro 4-5 - Desvios em 2019 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

		2019 Tarifas (1)	2019 Verificado (2)	$\frac{[(2)-(1)]}{(1)}$	Unidade: 10^3 EUR
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	107 729	114 096	6 367	6%
(1b)	Turbogás	135 166	133 361	-1 805	-1%
(1)=(1a)+(1b)	Total	242 895	247 457	4 562	2%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	95 655	33 505	-62 150	-65%
(2b)	Turbogás	221 406	193 367	-28 039	-13%
(2)=(2a)+(2b)	Total	317 062	226 873	-90 189	-28%
Licenças de CO₂					
(3a)	Tejo Energia	39 756	23 535	-16 221	-41%
(3b)	Turbogás	22 806	30 163	7 356	32%
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	132	132	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	62 562	53 830	-8 732	-14%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	192 930	61 790	-131 140	-68%
(4b)	Turbogás	239 411	179 372	-60 039	-25%
(4)=(4a)+(4b)	Total	432 341	241 162	-191 179	-44%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	0	1 627	-1 627	-
(5b)	Turbogás	0	2 057	2 057	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	0	3 684	3 684	-
Saldo VPP					
(6a)	Tejo Energia	0	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	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	2 407	5 199	2 792	116%
(7b)	Turbogás	2 512	3 369	856	34%
(7)=(7a)+(7b)	Total	4 920	8 568	3 648	74%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	52 617	112 920	60 302	115%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)	Turbogás	142 481	178 831	36 350	26%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	132	-132	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	Total	195 098	291 883	96 785	50%

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 2019 foi inferior ao previsto. Individualmente, verifica-se que a produção da Turbogás foi ligeiramente superior ao

previsto e no caso da Tejo Energia o desvio foi claramente negativo. A amplitude destas diferenças justifica-se, principalmente pela diferença no preço de CO₂, uma vez que este foi bastante superior ao previsto, retirando competitividade à central da Tejo Energia em relação às centrais a ciclo combinado de gás natural.

Quadro 4-6 - Desvios em 2019 da produção das centrais com CAE

	Tarifas 2019 (1)	Verificado 2019 (2)	Unidade: GWh % [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	2 496	1 098	-56,0%
Turbogás	3 369	3 464	2,8%
Total	5 865	4 563	-22,2%

Os custos variáveis unitários de produção foram inferiores ao previsto em ambas as centrais, como se pode verificar no Quadro 4-7. Estes desvios estão ligados à redução dos preços dos combustíveis associados a cada 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 28%.

Quadro 4-7 - Desvios em 2019 do custo variável unitário de produção (sem CO₂) das centrais com CAE

	Tarifas 2019 (1)	Verificado 2019 (2)	Unidade: EUR/MWh % [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	38,3	30,5	-20,4%
Turbogás	65,7	55,8	-15,1%

Como referido anteriormente, os encargos unitários com a aquisição de licenças para emissão de CO₂ de ambas as centrais foram superiores ao previsto em tarifas de 2019, como se pode atentar no quadro seguinte.

Quadro 4-8 - Desvios em 2019 dos encargos unitários com licenças de CO₂ das centrais com CAE

	Unidade: EUR/MWh		
	Tarifas 2019 (1)	Verificado 2019 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	15,9	21,4	34,6%
Turbogás	6,8	8,7	28,6%

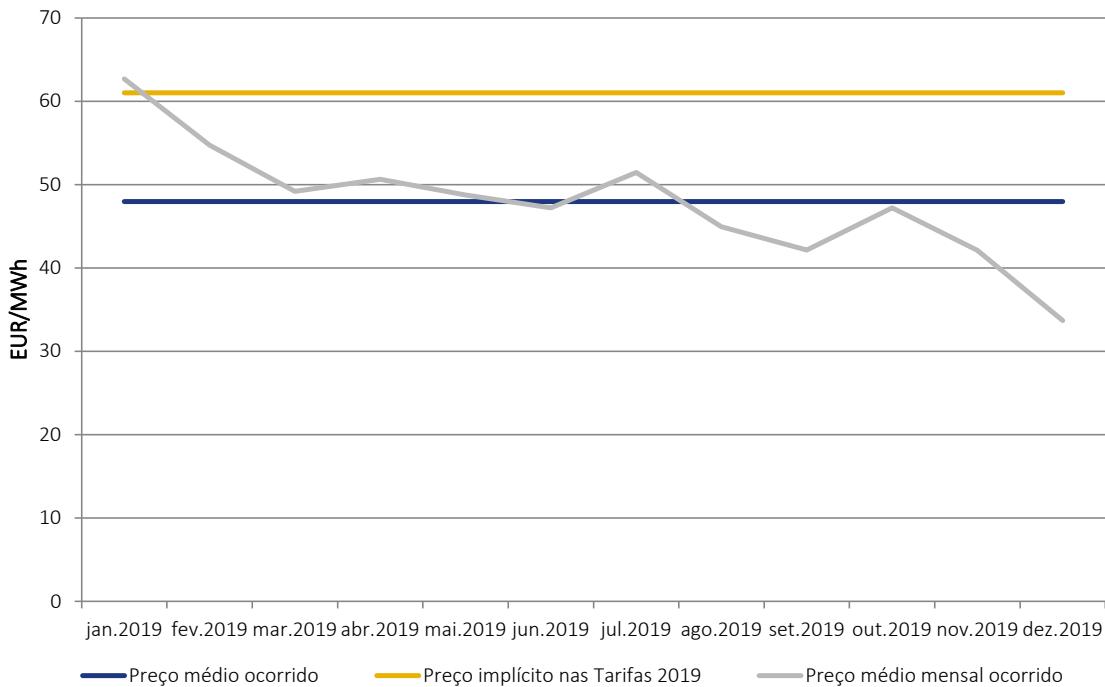
O Quadro 4-9 mostra o desvio ocorrido ao nível da receita unitária nas duas centrais com CAE.

Quadro 4-9 - Desvios em 2019 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE

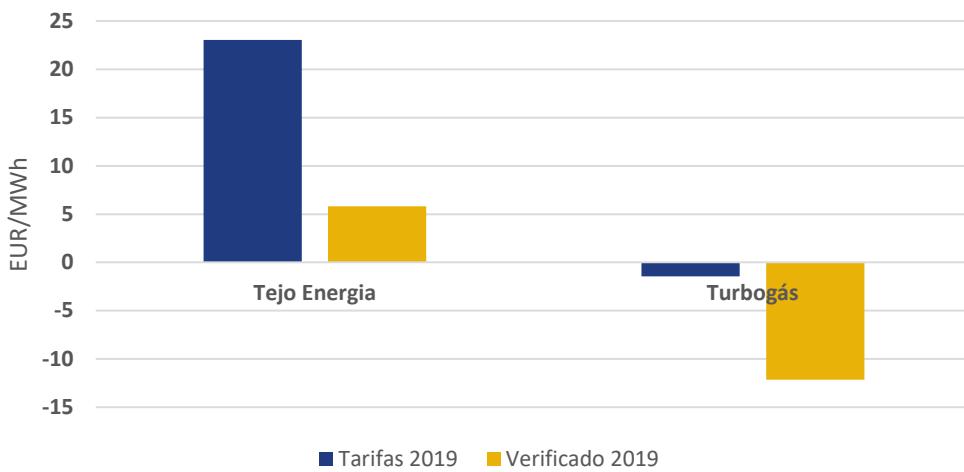
	Unidade: EUR/MWh		
	Tarifas 2019 (1)	Verificado 2019 (2)	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	77,3	57,8	-25,3%
Turbogás	71,1	52,4	-26,3%

Devido ao preço de mercado ter sido, em termos anuais, inferior ao previsto em cerca de 21% (como se pode observar na Figura 4-1), as receitas unitárias de ambas as centrais decresceram bastante relativamente ao previsto no processo tarifário de 2019

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 de CO₂ desta central, pelo que o *mark-up* ocorrido no ano de 2019 diminuiu comparativamente com o implícito nas tarifas de 2019 (-17,2 EUR/MWh), embora mantendo o sinal positivo, 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 (-10,7 EUR/MWh).

Figura 4-2 - Desvio do *mark-up* das centrais com CAE previsto para 2019 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 2019 na central da Turbogás foi inferior ao previsto. No caso da central da Tejo Energia observou-se um incremento do encargo de potência pouco significativo. No cômputo agregado, o valor verificado para esta componente de custo foi superior em relação ao previsto no processo tarifário de 2019.

Incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados

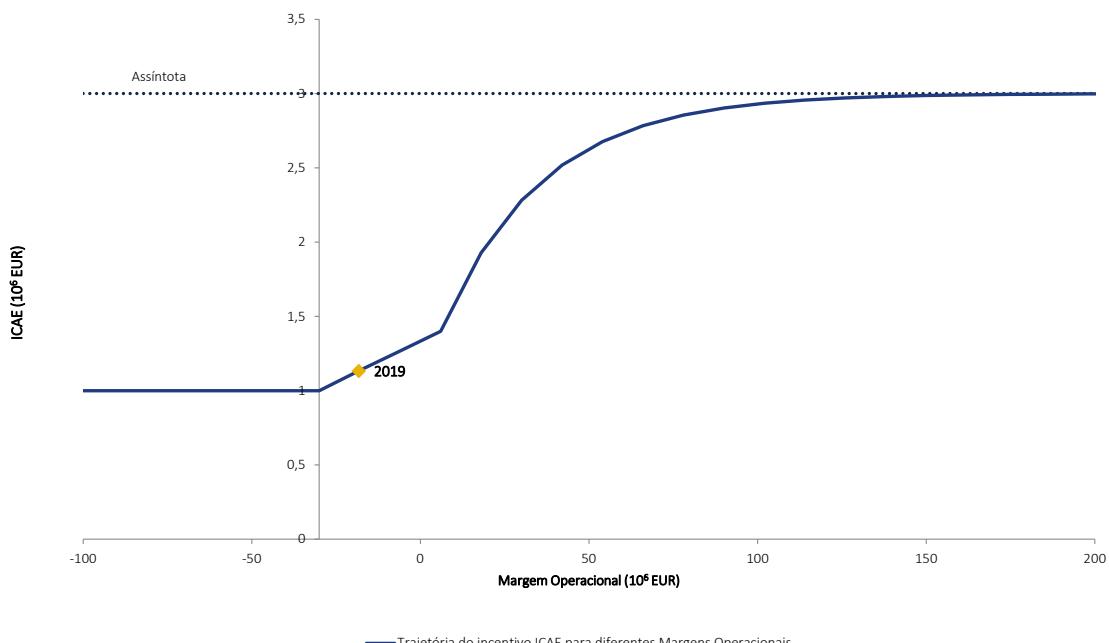
A Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, que revogou o Despacho n.º 11 210/2008, de 17 de abril, define no seu Anexo I o incentivo para a gestão otimizada dos CAE não cessados. Esta revisão dos incentivos aplicáveis ao Agente Comercial foi sobretudo motivada pelas alterações estruturais do setor elétrico português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

Este incentivo I_{CAE} 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 O&M.

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 2019 foi de 1,133 milhões de euros, correspondente a uma margem operacional do *portfolio* de centrais de -18,281 milhões de euros.

Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2019



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

Com a publicação da Diretiva n.º 2/2014, a ERSE aprovou as atuais 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.

O incentivo 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:

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

- 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 do 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 2019, repartidos por períodos de horas cheias, de ponta e de vazio.

Quadro 4-10 - Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado, em 2019

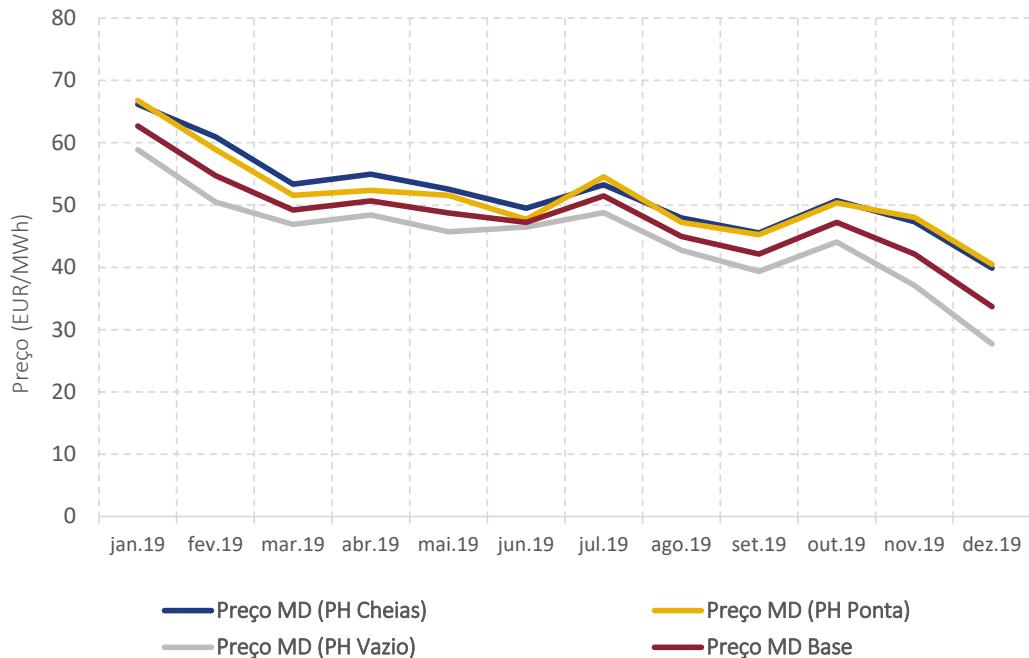
Referencial de contratação	Cheias	Ponta	Vazio	TOTAL 2019
Contratação em mercado diário (MWh)	710 052,70	2 231 025,00	1 115 995,70	4 057 073,40
Contratação líquida em mercados intradiários (MWh)	99 503,70	235 155,70	147 436,90	482 096,30
Programa MD+MiD (MWh)	809 556,40	2 466 180,70	1 263 432,60	4 539 169,70
Contratação de energia de reserva secundária (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00
Contratação de energia de reserva de regulação (MWh)	-7 712,10	-43 481,70	40 874,90	-10 318,90
Contratação de energia para resolução de restrições (MWh)	12 028,60	17 425,10	14 654,90	44 108,60
Contratação em mercados de operação (MWh)	4 316,50	-26 056,60	55 529,80	33 789,70
Programa final (MWh)	813 872,90	2 440 124,10	1 318 962,40	4 572 959,40
Programa real (MWh)	814 251,80	2 425 874,10	1 317 490,20	4 557 616,10
Desvios à programação (MWh)	379,69	-14 249,58	-1 471,15	-15 341,04

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 2019, 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 2019

Média aritmética mensal

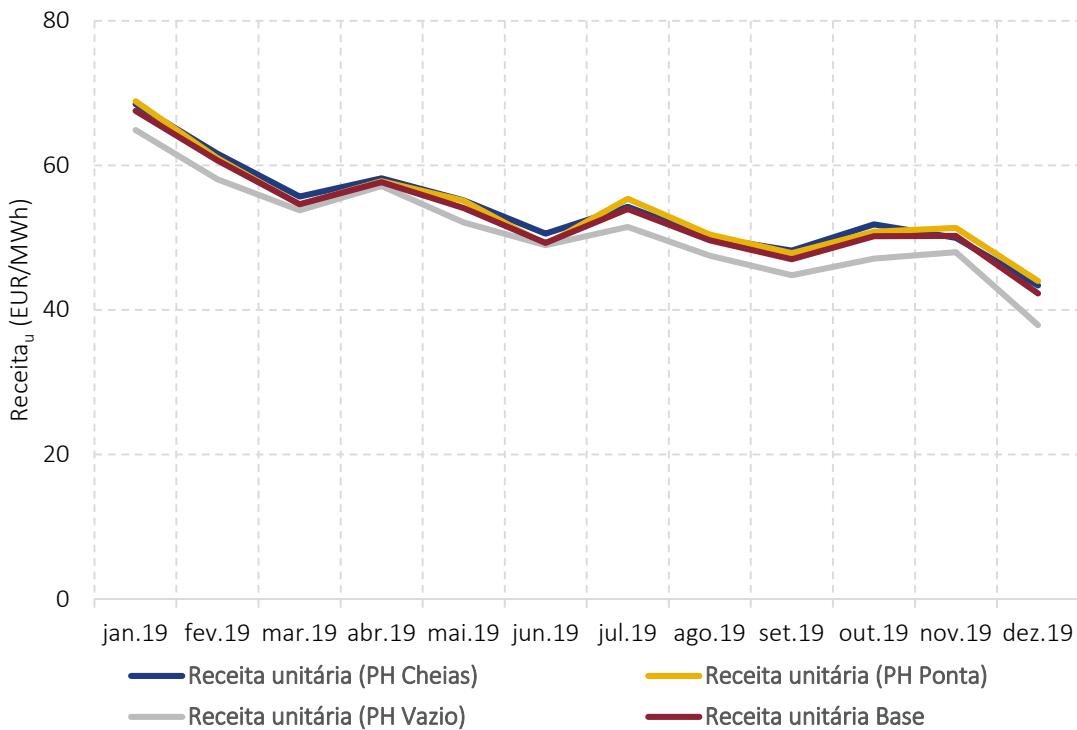


Conforme se pode observar pela análise da Figura 4-4, o preço do mercado diário do MIBEL foi, em geral, mais elevado no primeiro trimestre do ano de 2019, verificando-se no mês de janeiro o pico no preço do mercado diário do MIBEL.

Com base na contratação efetuada, para cada um dos referenciais mencionados, é possível extrair a receita unitária média que se obtém 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 efetuado 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 2019

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 comprehende 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 2019

PH	rPH (EUR/MWh)	pmdPH (EUR/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (EUR)
Vazio	51,29	50,95	1 317 490,20	447 946,67
Pontas	54,16	54,05	2 425 874,10	266 846,15
Cheias	54,22	54,31	814 251,80	-73 282,66
Média/Soma	53,34	53,24	4 557 616,10	641 510,16
Prémio associado ao incentivo (PAM) considerando o escalar k = 0,5				320 755,08

A estratégia de contratação seguida pelo Agente Comercial representou, assim, uma receita adicional sobre uma colocação plana em mercado diário de cerca de 642 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 321 milhares de euros, ligeiramente 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 2019, e conforme summarizado no Quadro 4-12, aos referidos 300 milhares de euros.

Quadro 4-12 - Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2019

PH	rPH (EUR/MWh)	pmdPH (EUR/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (EUR)
Vazio	51,29	50,95	1 317 490,2	447 946,67
Pontas	54,16	54,05	2 425 874,1	266 846,15
Cheias	54,22	54,31	814 251,8	-73 282,66
Média/Soma	53,34	53,24	4 557 616,1	641 510,16
k				0,5
PAM				300 000,00

AJUSTAMENTO PROVISÓRIO EM 2020 DO DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA AOS PRODUTORES COM CAE

O cálculo do desvio provisório de 2020 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. À semelhança do ajustamento de 2019, para 2020 o ajustamento é negativo, o que significa um valor a devolver à empresa.

Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2020

		Unidade 10 ³ EUR
		2020
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	289 413
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsional	297 115
3	Ajustamento t-1	-53 416
4	Ajustamento t-2	-41 441
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	1 418
A = 1 - (2-3-4+5)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC [(1)-(2)-(3)-(4)+(5)+(6)]	-103 977
i _{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 acrescida de spread	0,222%
B = A * (1+i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-104 208

Nos pontos seguintes serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2020 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 2020 pela ERSE, com base em dados verificados até agosto de 2020, comparando-os com os valores previstos no ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2020.

Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2020

		2020 Tarifas (1)	2020 Tarifas 2021 (2)	Unidade: 10 ³ EUR [(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	88 824	116 193	30,8%
(1b)	Turbogás	138 581	135 591	-2,2%
(1)=(1a)+(1b)	Total	227 405	251 784	10,7%
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	59 277	7 264	-87,7%
(2b)	Turbogás	155 034	148 075	-4,5%
(2)=(2a)+(2b)	Total	214 311	155 338	-27,5%
Licenças de CO₂				
(3a)	Tejo Energia	47 891	7 904	-83,5%
(3b)	Turbogás	28 004	34 014	21,5%
(3)=(3a)+(3b)	Total	75 895	41 918	-44,8%
Receitas sem serviços de sistema				
(4a)	Tejo Energia	138 016	13 701	-90,1%
(4b)	Turbogás	193 558	138 232	-28,6%
(4)=(4a)+(4b)	Total	331 574	151 933	-54,2%
Receitas com reserva e regulação terciária				
(5a)	Tejo Energia	0	2 662	-
(5b)	Turbogás	0	5 663	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	0	8 325	-
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	4 384	5 003	14,1%
(7b)	Turbogás	2 919	3 330	14,1%
(7)=(7a)+(7b)	Total	7 303	8 333	14,1%
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	62 360	120 001	92,4%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	130 980	177 115	35,2%
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	193 340	297 115	53,7%

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto em cerca de 54%. Os principais contributos para este desvio foi o decréscimo da estimativa para as receitas de mercado em ambas as centrais (-54,2%, ou seja, cerca de -180 milhões de euros), face ao previsto nas tarifas de 2020, pese embora a diminuição de cerca de 27,5% no encargo de energia estimado (cerca de -59 milhões de euros) e do decréscimo de cerca de 44,8% no encargo com licenças de CO₂ (cerca de -34 milhões de euros).

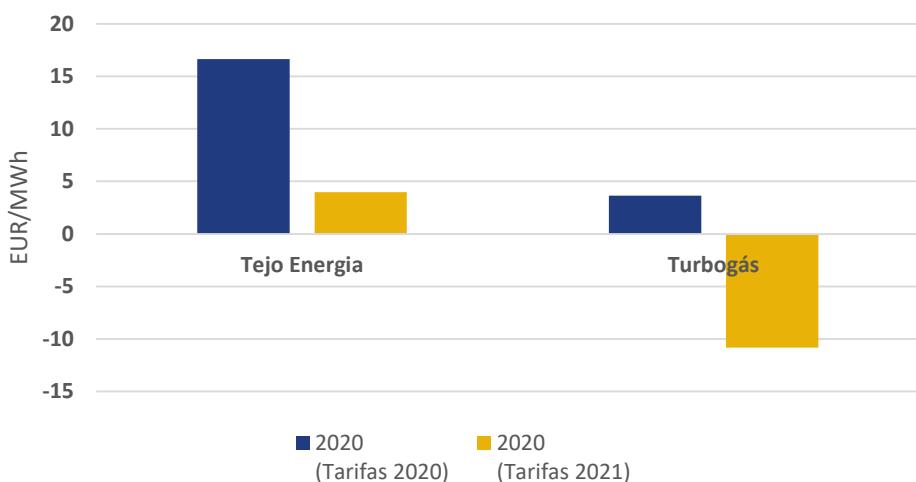
O Quadro 4-15 apresenta as principais diferenças em termos de pressupostos considerados em 2020 e os que estão implícitos nas tarifas de 2021, destacando-se o menor valor estimado para as receitas unitárias tanto da Tejo Energia, como da Turbogás, decorrente da estimada descida acentuada do preço de energia elétrica no mercado spot assumida pela ERSE para 2020. No entanto, esta descida da receita unitária é

proporcionalmente superior ao desvio negativo dos custos variáveis que, combinado com o efeito do aumento dos custos com a aquisição das licenças de CO₂, conduz a que o *mark-up* de ambas as centrais seja, em 2020, inferior ao previsto nas tarifas de 2020, conforme se ilustra na Figura 4-6.

Quadro 4-15 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2020

		2020 (Tarifas 2020)	2020 (Tarifas 2021)
Tejo Energia	Preço médio do mercado em Portugal	57,8	34,5
	Receita unitária (com serviços sistema)	74,4	54,6
	Custo variável sem CO ₂	EUR/MWh 32,0	24,2
	Custo com licenças CO ₂	25,8	26,4
	Produção	GWh 1 855	300
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	57,8	34,5
	Receita unitária (com serviços sistema)	67,1	40,8
	Custo variável sem CO ₂	EUR/MWh 53,7	42,0
	Custo com licenças CO ₂	9,7	9,6
	Produção	GWh 2 886	3 526

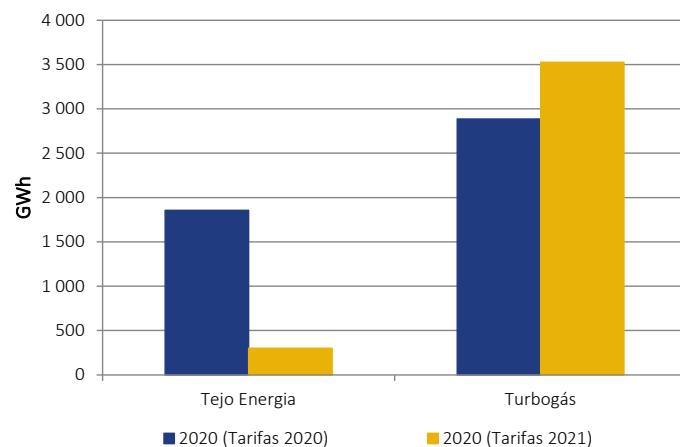
Figura 4-6 - Desvios em 2020 do *mark-up* das centrais com CAE



A produção estimada para 2020 no exercício tarifário de 2021 deverá ficar abaixo do previsto em tarifas de 2020 para o *portfolio* das centrais (-19,3%), sendo o desvio na Tejo Energia de -83,8% e na Turbogás de +22,2%. O elevado nível do AGC da Turbogás num contexto em que os custos de produção subiram em

contraciclo com as receitas unitárias²⁷ é um fator justificativo do *mark-up* negativo desta central, visto deixar pouca margem para a colocação da sua produção em horas que garantam a recuperação dos custos variáveis.

Figura 4-7 - Quantidades produzidas previstas e estimadas



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 2020 o montante de 1,118 milhões de euros.

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 2020, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes às atividades reguladas da entidade concessionária da RNT para este ano.

²⁷ O que se deve principalmente ao forte aumento do preço das licenças de emissão de CO₂.

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 em 2019 e que se estimam o sejam em 2020 não serão considerados no cálculo dos proveitos permitidos do operador da RNT subjacentes às tarifas 2021.

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 acrônimo 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.

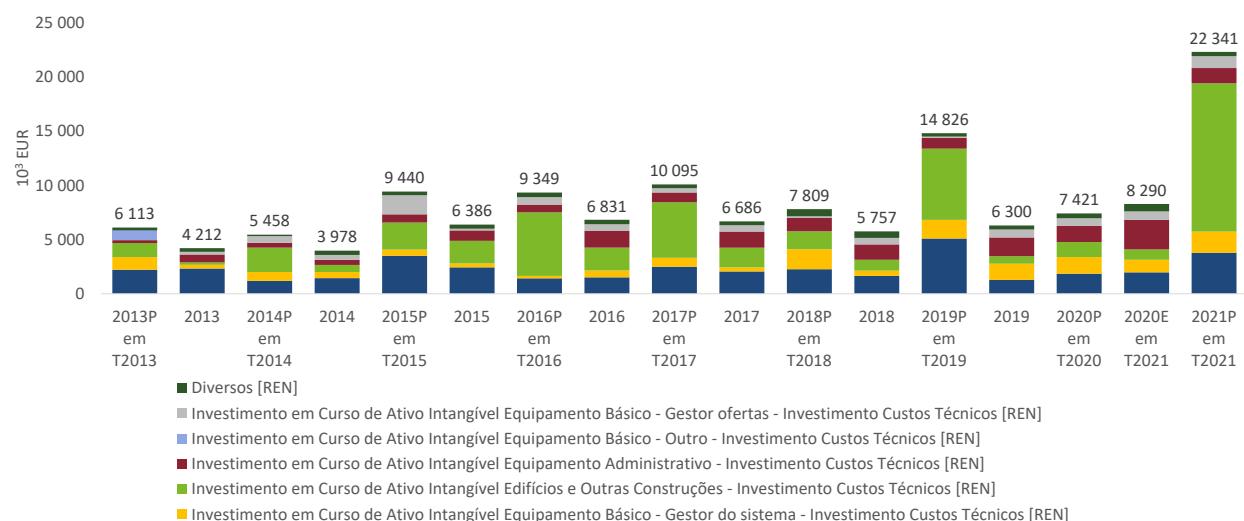
4.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 atual período regulatório, foi alargada à atividade de GGS a regulação por incentivos, do tipo *revenue cap*, com incidência no OPEX²⁸, tendo-se mantido a anterior metodologia de regulação ao CAPEX²⁹.

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 2019 reais, bem como os valores estimados para 2020 e previstos pela empresa para tarifas de 2021. Os valores reportados pela REN são sujeitos a análise podendo não ser incorporados no cálculo tarifário.

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



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 2019, último ano com dados reais, foi um ano que apresentou novamente uma subida, após as quebras em 2017 e 2018. Ainda assim, o valor real ocorrido em 2019, de 6,3 milhões de euros, foi inferior real de 2017, de 6,7 milhões de euros.

²⁸ *Operational Expenditure*, que corresponde aos gastos operacionais deduzidos das amortizações.

²⁹ *Capital Expenditure*, que corresponde aos custos com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

É de realçar que 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 2021, de 22,3 milhões de euros, representa o valor mais elevado, muito acima dos valores apresentados no período em análise. Este valor resulta, segundo o ORT, do investimento em 2021 que inclui a remodelação do Despacho aprovado no PDIRT de 2017.

Taxa de remuneração

A taxa de remuneração a aplicar nos ativos regulados da atividade de GGS a considerar no cálculo tarifário para 2021 é de 4,60%.

Os proveitos permitidos de 2021 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2020, determinado de acordo com a aplicação da taxa de remuneração final para 2020 no imobilizado estimado para esse ano, conforme se pode observar no capítulo 4.2.1.2.

Custos com interruptibilidade

Para o ano de 2021 foi considerado um montante previsional de 87,5 milhões de euros, relativo aos custos com o serviço de interruptibilidade prestado pelas instalações de consumo ao abrigo da Portaria n.º 592/2010, de 29 de julho, na sua redação atual. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 64,8 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2021, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013. Esta previsão tem por base a previsão da REN, embora reduzida em 20% por se admitir, por um lado, que com o regime do autoconsumo e de isenção de CIEG se gere a diminuição dos clientes interruptíveis e, por outro, que, por imposições europeias, possam existir alterações ao atual regime de interruptibilidade no sentido da sua redução;
- 22,7 milhões de euros, relativos à variação do custo com o serviço de interruptibilidade associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, composto pelas seguintes parcelas:
 - 23,6 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 2020, que inclui 0,282 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;

- 0,886 milhões de euros, a devolver pela empresa, referentes à diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2019, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2020 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2019.

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

Base de % do sobrecusto na TVCF	Unidades: 10 ³ EUR								
	2013P em T2013	2014P em T2014	2015P em T2015	2016P em T2016	2017P em T2017	2018P em T2018	2019P em T2019	2020P em T2020	2021P em T2021
Custo RAA									
% da RAA na UGS	6,92%	5,90%	3,28%	2,41%	1,74%	2,10%	3,52%	3,43%	3,10%
sobrecusto RAA	109 829	93 570	62 712	50 578	38 460	46 807	63 888	65 710	62 398
% sobre custo na TVCF	1,96%	1,67%	1,08%	0,85%	0,66%	0,80%	1,03%	1,07%	1,11%
Custo RAM									
% da RAM na UGS	6,29%	5,31%	2,29%	1,39%	0,39%	1,67%	3,42%	3,15%	3,06%
sobre custo RAM	99 808	84 308	43 675	29 102	8 564	37 359	61 996	60 379	61 617
% sobre custo na TVCF	1,78%	1,51%	0,75%	0,49%	0,15%	0,64%	1,00%	0,99%	1,10%

Observa-se uma diminuição dos sobre custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores e um pequeno aumento na Região Autónoma da Madeira, representando em ambas as regiões um peso na Tarifa de Venda a Clientes Finais próximo de 1%.

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, auditado 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 2021 tiveram o seguinte tratamento:

- investimentos transferidos para a exploração em 2020: 0,196 milhões de euros;
- investimentos em curso no final de 2020: 0,057 milhões de euros³⁰;
- taxa média de amortização dos ativos em exploração de 9,5%.

³⁰ Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

O processo de cálculo tarifário para 2021 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2019. Este ajustamento ascendeu a 0,272 milhares de euros³¹.

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 2019.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas 2019	2019	Tarifas 2020	Tarifas 2021
A = 1 + 2 * 3	Custos com capital	421	420	429	433
1	Amortização dos ativos líquidos de comparticipações	322	322	343	360
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de comparticipações e de amortizações	1 905	1 901	1 773	1 588
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	5,17%	5,17%	4,88%	4,60%
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	15	15	0	0
E = A + B - C - D + I	Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	405	429	432
F = E - D	Recuperado via UGS			406	
G = F - E	Desvio do ano			0	
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-1$ + spread				0,222%
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $t-2$ + spread				0,283%
$H=Gx(1+i_{t-2}) \times (1+i_{t-1})$	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos				0

Custos com os incentivos à garantia de potência

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência é enquadrado pela Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com as alterações introduzidas pela Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, a qual suspendeu a modalidade de incentivo à disponibilidade aplicável a produtores térmicos, que não se encontram nas situações previstas no artigo 3.º da referida Portaria.

Entretanto, a Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, revogou a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, com efeito nos incentivos referentes ao ano de 2020 dos produtores hídricos com elegibilidade para receber incentivo ao investimento reconhecida até 2019, cuja repercussão tarifária ocorreria no ano de 2021. Encontram-se nesta situação os aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor (montante e jusante), Salamonde II e Venda Nova III (Frades II).

O regime transitório definido no artigo 2.º da Portaria n.º 233/2020 estabelece que os incentivos ao investimento relativos a centros eletroprodutores, que tenham obtido reconhecimento de elegibilidade

³¹ Ajustamento com sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

durante o ano de 2020, serão pagos até 2021. Encontra-se nesta situação o aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, cuja elegibilidade para beneficiar do incentivo ao investimento foi homologada por despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (SEAE) de 17 de setembro de 2020.

Este despacho procede igualmente à aprovação do incentivo para esta central referente ano de 2018³², no montante de 1 933,6 milhares de euros. Este montante foi repercutido nas tarifas de 2021, acrescido dos juros previstos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012³³, tendo por referência o exercício tarifário de 2019, no montante de 6,2 milhares de euros.

A repercussão do incentivo ao investimento do aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua referente ao ano de 2019, depende, nos termos da Portaria n.º 251/2012, de regras procedimentais para aprovação do montante do incentivo. A 4 de dezembro, a ERSE recebeu da DGEG, o pedido de parecer sobre este montante, que ascende a 3149 milhares de euros. Na atual tramitação do procedimento, em que corre o prazo de 20 dias úteis para a ERSE emanar o seu parecer, é ainda prematuro repercutir o montante em apreço no cálculo tarifário para 2021, porque não foi sujeito a parecer da ERSE, nem a homologação do membro do Governo responsável pela área da energia.

Refira-se também que a Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro, veio alterar 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 se encontram em fase de construção. Assim, os impactos tarifários da retificação legislativa só se farão sentir em exercícios tarifários futuros, após o reconhecimento pelo membro do governo responsável pela área da energia da elegibilidade destes produtores para receberem o incentivo.

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.

³² O direito ao recebimento do incentivo tem efeito a partir de junho de 2018.

³³ 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 2019.

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 2021 a ERSE não considerou qualquer montante para a remuneração da reserva de segurança do SEN.

Utilização parcial do saldo de gerência da ERSE

No seguimento do disposto no Despacho n.º 1571/2020/SEO da Secretaria de Estado do Orçamento, que autoriza a utilização parcial do saldo de gerência da ERSE para efeitos de reversão às tarifas de eletricidade, foi deduzido o montante de um milhão de euros à rubrica de custos da ERSE.

Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor

No seguimento do Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, do Secretário de Estado Adjunto e dos Assuntos Fiscais e da Secretaria de Estado do Orçamento, de 11 de dezembro, e do Despacho do Gabinete do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de dezembro, foram deduzidos os montantes de 42,329 milhões de euros e de 1,913 milhões de euros, respetivamente, totalizando um montante de 44,242 milhões de euros, aos custos de interesse económico geral (CIEG), na rubrica do sobrecusto com os contratos de aquisição de energia a repercutir na tarifa de uso global do sistema aplicável aos clientes finais e comercializadores em 2021, decorrentes das medidas enquadradas pela legislação e regulamentação complementar. Estas deduções decorrem de transferências, previstas no âmbito da legislação em vigor, do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Finalmente, no seguimento do Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, de 9 de dezembro, foi deduzido aos CIEG (por via da rubrica de medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor) um montante de 0,473 milhões de euros, relativo ao valor remanescente dos pagamentos dos custos de organização do leilão para atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Público para energia solar fotovoltaica.

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

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) tem um orçamento nulo para 2021, dado que a implementação da sétima edição será iniciada a 1 de janeiro de 2022.

A dotação orçamental do PPEC está sujeita ao mesmo conjunto de procedimentos aplicáveis à aprovação das tarifas e preços anuais, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário, pelo que, antes de lançar o concurso da sétima edição do PPEC, a ERSE tem que prever o orçamento para 2022 e para 2023. Em linha com o discutido na Consulta Pública n.º 86, é necessário efetuar uma estimativa inicial para os valores a incluir no cálculo das tarifas de cada setor, eletricidade e gás natural, 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 considera-se a estimativa das receitas de acesso às redes para o ano 2021, enquanto que para o setor de gás natural se considera a estimativa das receitas de acesso às redes para o ano gás 2020-2021. Neste contexto, estima-se um valor de 10,675 milhões de euros a incluir no cálculo das tarifas do setor elétrico, em cada um dos anos, 2022 e 2023.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA PARA 2020

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 91.º a 93.º do Regulamento Tarifário em vigor e encontra-se calculado no Quadro 4-18.

Custos operacionais de exploração

Para o atual período regulatório, tendo em conta a alteração da 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 reavaliação 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 2018-2020”.

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 2021 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 anos³⁴.

³⁴ 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”.

Foi igualmente incluído nos proveitos permitidos de 2021, fora da base de custos sujeita a meta de eficiência, um montante de 0,604 milhões de euros³⁵, após análise e avaliação pela ERSE da pronúncia da REN referente a valores em dívida da Voltagequation Unipessoal, Lda.

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 a redução significativa dos custos com interruptibilidade, num montante de -37,6 milhões de euros. O valor da garantia de potência registou igualmente uma redução significativa, de -12,5 milhões de euros. A redução observada nestas duas rúbricas foi de -50,1 milhões de euros, que explicam em grande parte a redução observada nos proveitos permitidos da atividade de GGS, sem incluir os efeitos dos ajustamentos, que foi de -47,4 milhões de euros (linha K do quadro). Em termos de proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS, são de salientar as variações dos proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC (+88,1 milhões de euros) e das medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor (acréscimo de 44,2 milhões de euros), as quais têm um efeito simétrico nos proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS. Estas duas variações, com implicações de efeito contrário, explicam igualmente uma parte significativa do acréscimo de 42,7 milhões de euros nos CIEG.

³⁵ Mais precisamente 603 679,37 euros.

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

		Unidades: 10 ³ EUR	
Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		2020P em T2020	2021P em T2021
A = (1) + (2) + 7 + 8 + 9 + 10 - 11	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	151 671	120 366
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	16 962	17 102
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	6 791	10 271
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	5 425	7 117
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	38 502	47 438
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,883%	4,596%
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	513	-974
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	3 376
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	80 923	64 823
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	44 217	22 698
	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	886
11	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-5	-2 096
B = 1' + 5' - 6' + 7' + 10' + 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	451 629	494 325
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Défice tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	128 356	133 298
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	65 710	62 398
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	60 379	61 617
4'	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-2 268	-9 284
5'	Proveitos permitidos da atividade de CEEAC do AC	289 413	377 494
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	368	44 715
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 349	12 296
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 779	11 740
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e comparticipações	208 214	196 454
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 779	11 740
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	570	556
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	570	556
14'	Custo com a ERSE	6 611	5 650
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	389	377
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	429	432
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	14 452	1 940
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	2	-7 553
C = A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	603 300	614 691
D	Proveitos permitidos da atividade de CEEAC do AC	289 413	377 494
E = C - D + 6'	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	314 255	281 912
F	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	513	-974
G	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	886
H	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-5	-2 096
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	-2 268	-9 284
J	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	2	-7 553
K = E + F + G + H + I + J	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	310 340	262 891

4.2.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os Artigos 91.º a 93.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos a proporcionar em 2020 pela tarifa de Uso Global do Sistema são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2019 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2019.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2019 a repercutir nas tarifas de 2021 encontra-se calculado no Quadro 4-19³⁶. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento é de -9,7 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 592,5 milhões de euros e os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS, de 603,8 milhões de euros, no qual está subjacente uma diferença de 1,5 milhões de euros entre o valor previsto e o valor verificado em 2019 para a rúbrica de custos com a interruptibilidade. Em sentido contrário, verificou-se um desvio do custo com o capital no montante de 0,4 milhões de euros, por via de um menor valor do ativo médio remunerado (RAB) e da redução da taxa de remuneração real face ao valor previsto.

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 2019

			Unidades: 10 ³ EUR		
		Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)	2019	2019P em T2019	2021P em T2021
A = (1) + (2) + 7 + 8 + 9 + 10 - 11	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)		136 974	135 583	120 366
1	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)		8 474	8 851	10 271
2 = 3 + 4*(5)-6	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)		6 858	6 789	7 117
3	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)		35 899	42 572	47 438
4	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT		4,88%	5,17%	4,60%
5	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t		137	137	-974
6	OPEX Revenue Cap - Custos de exploração da atividade de GGS do ORT aceites no cálculo de proveitos		16 960	16 960	17 102
7	Acréscimo de custos exploração ocorridos posteriormente à definição do OPEX sujeito a aprovação		306	0	0
8	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência		2 772	2 772	3 376
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 592/2010		81 429	79 966	64 823
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013 (Sem Ajustamentos)		29 320	29 320	23 584
	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013		8	8	886
11	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t		2 278	2 278	-2 096
B = 1' + 5' - 6' + 7' + 10' + 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		466 853	468 245	494 325
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Défice tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)		124 304	124 304	133 298
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)		63 888	63 888	62 398
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)		61 996	61 996	61 617
4'	Valor previsto do desvio (C/juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1		1 580	1 580	-9 284
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEAC do AC		284 102	284 102	377 494
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor		0	0	44 715
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos		12 555	12 555	12 296
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)		11 918	11 918	11 740
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 comparticipações		220 062	220 062	196 454
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício		11 918	11 918	11 740
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)		637	637	556
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício		637	637	556
14'	Custo com a ERSE		6 268	6 268	5 650
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência		365	365	377
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)		-1 369	0	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto		405	406	432
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN		19 771	19 793	1 940
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t		-20 452	-20 452	-7 553
C =A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)		603 827	603 828	614 691
D	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t		137	137	-974
E	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013		8	8	886
F	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t		2 278	2 278	-2 096
G	Valor previsto do desvio (C/juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1		1 580	1 580	-9 284
H	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t		-20 452	-20 452	-7 553
I = D + E + F + G + H	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (S/ ajustamentos)		587 378	587 379	595 670

			Unidades: 10 ³ EUR		
		Cálculo do ajustamento na atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)	2019	2019P em T2019	2021P em T2021
C =A+B	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)		603 827	603 828	614 691
J	Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS		592 477		
K = I (2019) - C (2019)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)				-11 350
L	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2				0,283%
M	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1				0,222%
N = L * (1 + L) * (1 + M)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de GGS do ORT (C/ juros, antes de ajustamentos provisórios)				-11 408
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	306	-2 273
P	Acerto provisório CAPEX, previstos para t-1, a repercutir no ano T (C/ Juros)				514
Q = N - O - P	Ajustamento do ano t-2 da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t				-9 649

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 2019, sobretudo por via da redução na ordem dos 16% ao nível das transferências para exploração, conforme se pode verificar no Quadro 4-20.

Quadro 4-20 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Valores dos ativos valorizados a custos reais Totais e S/ Prémio		2019	2019P em T2019	2020E em T2021	2021P em T2021	Unidades: 10 ³ EUR
1	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	1 107 161	1 146 009	1 113 325	1 122 598	
2	Ativo em Exploração Total - Investimento Custos Técnicos	365	311	685	399	
3	Ativo em Exploração Total - Investimento Encargos Financeiros	0	0	0	0	
4	Ativo em Exploração Total - Transferências para Exploração	6 357	16 005	8 661	23 862	
5	Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-558	859	-74	0	
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5	Ativo em Exploração Total - Saldo final	1 113 325	1 163 184	1 122 598	1 146 859	
7	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	834 152	871 253	852 564	871 451	
8	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	19 467	19 398	18 956	19 466	
9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Regularizações e Abates	-1 055	0	-69	0	
10 = 7 + 8 + 9	Amortizações do Ativo em Exploração Total - Saldo final	852 564	890 651	871 451	890 917	
11	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	3 388	4 629	3 388	3 389	
12	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Saldo final	3 388	4 631	3 389	3 390	
13	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Início Ano	2 736	3 892	2 790	2 843	
14	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização do exercício	54	54	53	53	
15	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Regularizações Amortização	0	0	0	0	
16 = 13 + 14 + 15	Subsídios e Comparticipações a Ativo em Exploração Total - Amortização Acumulada Fim Ano	2 790	3 945	2 843	2 896	
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]	619 822	619 822	631 740	643 518	
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]	32 726	32 726	33 363	33 933	
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]	631 740	631 740	643 518	655 259	
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]	33 363	33 363	33 933	34 490	
25	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 918	11 918	11 779	11 740	
26	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	637	637	570	556	
27 = 1 - 7 - (11 - 13)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	272 358	274 018	260 163	250 600	
28 = 6 - 10 - (12 - 16)	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	260 163	271 847	250 600	255 448	
29 = 8 - 14	Amortização referente a ativos da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios)	19 413	19 344	18 903	19 413	
30 = 29 - 25 - 26	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	6 858	6 789	6 555	7 117	
31 = 27 - (17 - 18) - (19 - 20)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Início Ano	35 719	37 380	36 080	38 866	
32 = 28 - (21 - 22) - (23 - 24)	Valor RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH) - Fim Ano	36 080	47 764	38 866	56 010	
33 = (31 + 32)/2	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	35 899	42 572	37 473	47 438	

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 2019 foi de 5,17% para remunerar a atividade de GGS. A taxa de remuneração final para esse ano corresponde a

4,88%, 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 2019, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2020, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2019.

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

Para o ano de início do atual período regulatório, 2018, 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 regulatório no momento da definição da base de custos, desde que os mesmos sejam devidamente justificados pela empresa.

A REN apresentou como custo relativo à sua participação de membro do CORESO no ano de 2019, a quantia de 1,133 milhões de euros. Em 2018 a verba apresentada foi de 0,769 milhões de euros sendo a taxa de crescimento anual associada à variação das duas verbas entre 2018 e 2019 igual a 47,3%.

Tendo em conta este crescimento significativo, foi solicitada à REN a apresentação de evidências justificando esta taxa de crescimento nomeadamente tendo em atenção a dimensão que a CORESO tinha em 2018, em termos de sistemas tecnológicos e de recursos humanos.

Analizada a informação apresentada pela REN, concluiu-se que apesar de existir um conjunto de novas competências atribuídas à CORESO pela regulamentação e que aquela organização irá desenvolver, não é possível associar de forma clara estes custos às novas competências, não existindo objetivamente qualquer controlo sobre os custos ou sobre as atividades da CORESO e os seus destinatários.

Tendo em atenção que um acréscimo de 47,3% sobre o valor de 2018 se apresenta desadequado, considera-se como custo aceite da REN um acréscimo de 25% face ao valor de 2018, o que corresponde a 961,5 mil euros.

Desta forma, foi considerado um valor adicional de 306 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

	Unidades: 10 ³ EUR			
	2016	2017	2018	2019
Custos de plataformas afetas à gestão do sistema				
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling) [REN]	27	30	32	25
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform) [REN]	63	63	64	113
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project) [REN]	0	46	103	92
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation) [REN]	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange) [REN]	79	149	602	52
Custos com as plataformas GGS - MARI (Manually Activated Reserves Initiative) [REN]	0	3	20	11
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation) [REN]	0	0	4	10
Custos com as plataformas GGS -Leilões de Reserva de Segurança [REN]	0	58	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators) [REN]	778	773	769	1 133
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment) [REN]	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity) [REN]	403	446	630	643
Custos com as plataformas GGS -Transparência (incluso - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency) [REN]	53	88	88	92
Custos com as plataformas GGS TOTAL [REN]	1 403	1 655	2 313	2 170
Custos com as plataformas GGS MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling)	0	0	32	25
Custos com as plataformas GGS - SAP (Single Allocation Platform)	0	0	64	113
Custos com as plataformas GGS - XBID (Cross-Border Intraday Market Project)	0	0	103	92
Custos com as plataformas GGS - IGCC (International Grid Control Cooperation)	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)	0	0	602	52
Custos com as plataformas GGS - MARI (Manually Activated Reserves Initiative)	0	0	20	11
Custos com as plataformas GGS - PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)	0	0	4	10
Custos com as plataformas GGS -Leilões de Reserva de Segurança	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - CORESO (Coordination of Electricity System Operators)	0	0	769	961
Custos com as plataformas GGS - OPDE (Operational planning data environment)	0	0	0	0
Custos com as plataformas GGS - ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	0	0	630	643
Custos com as plataformas GGS -Transparência (incluso - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)	0	0	88	92
Custos com as plataformas GGS TOTAL	0	0	2 313	1 998
Valor não aceite fora do revenue cap			0	171
Diferencial (valor a considerar fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência)			910	595
Proveitos GGS - Produtores em regime especial (desvios de reativa) [REN]			-185	-290
Valor a incluir fora do revenue cap, não sujeito à aplicação de metas de eficiência			725	306

INTERRUPTIBILIDADE

Em 2019 os custos com interruptibilidade ascenderam a 122,049 milhões de euros, englobando 40,620 milhões de euros respeitantes à variação do custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2019, 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 2019 foi repercutido nas Tarifas de 2020.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2019, 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 2019, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2020 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2019. Esta diferença é de 0,886 milhões de euros, a devolver pela empresa, incluindo os juros para ajustamento a dois anos;
- custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2019, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 (81,429 milhões de euros), que origina um ajustamento de 1,470 milhões de euros a devolver à empresa, incluindo os juros para ajustamento a dois anos.

Assim, o montante total dos custos com o serviço de interruptibilidade ocorrido em 2019 é superior às previsões utilizadas na definição das tarifas, originando um ajustamento de 0,584 milhões de euros, incluindo juros, a devolver à empresa e que foi repercutido nas tarifas de 2021.

CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA

Todos os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência considerados no exercício tarifário de 2019 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.

Quanto a ajustamentos de custos e proveitos associados aos incentivos à garantia de potência de anos anteriores, assinala-se a particularidade do incentivo referente ao ano de 2018 da central de Venda Nova III (Frades II). Este incentivo foi repercutido num primeiro momento nos proveitos da atividade de GGS de

2019, dos termos do artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, embora antes da homologação do montante pelo membro do Governo responsável pela área da energia.

Num segundo momento, foi efetuado um ajustamento nas tarifas de 2020, após conhecido o valor definitivo do incentivo de 2018 e que motivou a devolução pela REN da diferença apurada, acrescida de juros t-1 para repercussão de valores de 2019 nas tarifas de 2020 (vide documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2020 das empresas reguladas do setor elétrico”, página 87).

Contudo, a homologação do montante de incentivo de 2018 só viria a ocorrer em maio de 2020, o que despoletou a faturação pelo produtor e o início dos pagamentos pela REN, a partir dessa data. Deste modo, a REN reteve durante um ano um montante correspondente ao incentivo homologado, acrescido dos juros previstos na Portaria n.º 251/2012.

No quadro regulatório vigente, a atividade de GGS não pode ter ganhos financeiros resultantes de retenções de montantes repercutidos nos proveitos permitidos, que por motivos não imputáveis ao sistema tarifário não seguiram os fluxos financeiros previstos. Deste modo, a ERSE considerou no cálculo do ajustamento t-2 de 2019 a devolução pela empresa aos consumidores de 22,4 milhares de euros, correspondente aos juros sobre o montante final do incentivo de 2018 da central de Venda Nova III (Frades II), calculados à taxa de juro dos ajustamentos t-1 considerada nas tarifas 2020.

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

No ajustamento de 2019 a repercutir em 2021 foram considerados 1 369 696 euros, resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2019 relativamente a duas edições do Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC). Em seguida é apresentado o detalhe da execução do PPEC.

PPEC 2013-2014

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 1 094 480 euros em 2019, é necessário devolver aos consumidores 2 024 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2019 para pagamentos em 2020 (715 826 euros). Adicionalmente, algumas medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (98 196 euros) que ser devolvido aos consumidores.

A ERSE está a elaborar o relatório de execução final, contendo um balanço global de implementação das medidas do PPEC 2013-2014, procurando assim uma maior projeção e conhecimento do público sobre os resultados do plano.

PPEC 2017-2018

Tendo a REN efetuado pagamentos no valor de 3 668 390 euros em 2019, é necessário devolver aos consumidores 41 934 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2019 para pagamentos em 2020 (14 833 359 euros). Adicionalmente, vinte e uma medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (565 354 euros) que ser devolvido aos consumidores. Foi ainda comunicada à ERSE a desistência de duas medidas, tendo o orçamento correspondente (662 188 euros) que ser devolvido aos consumidores.

Resumo

Para determinar o ajustamento relativo a t-2, há que considerar o acima exposto para cada uma das implementações analisadas, sintetizando-se no quadro seguinte os valores a devolver aos consumidores no âmbito do PPEC.

Quadro 4-22 - Resumo ajustamento PPEC t-2

	PPEC 2013-2014	PPEC 2017-2018	Total
Valor não executado	98 196	1 227 542	1 325 738
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	2 024	41 934	43 958

Unidades: EUR

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 43 958 euros, adicionado do valor já conhecido como sobrante das duas edições do PPEC a devolver aos consumidores, 1 325 738 euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2021.

VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2020

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

		Unidades: 10 ³ EUR		
		2020P em T2020	2020E em T2021	[2020P em T2020] - [2020E em T2021]
A	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo défice tarifário)	65 710	60 882	-4 827
B	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo défice tarifário)	60 379	55 943	-4 436
C	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)	603 300		
D=E*F	Proveitos faturados da actividade de Gestão Global do Sistema por aplicação das tarifas de UGS [REN]		558 979	
E	Energia saída da Rede de Transporte para abastecer consumos do ML e do CUR (Fornec. Totais + Perdas RND)		47 868 040	
F	Tarifa (EUR/kWh)		0,012	
G	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,22%
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			-9 284

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2020

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2020 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração para 2020. 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 2020 da GGS

		Unidades: 10 ³ EUR		
Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto no ano T-2 para tarifas de T-1		2020P em T2020	2020E em T2021	[2020P em T2020] - [2020E em T2021]
A	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	7 305	8 277	-972
B	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	5 425	6 555	
C	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	38 502	37 473	
D	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,883%	4,60%	
E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,22%
F = A * (1 + E)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t			-974

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 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 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 atual período de

regulação, 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, 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.

De seguida são apresentados os principais eixos da regulação por incentivos aplicada a esta atividade: i) custos de exploração e custos incrementais, ii) valorização dos investimentos a custos incrementais e iii) incentivo à racionalização económica dos investimentos na RNT.

Custos operacionais de exploração e custos incrementais

Para o atual período regulatório procedeu-se à redefinição dos parâmetros a aplicar para os custos de exploração e custos incrementais, nomeadamente ao nível da base de custos de exploração e dos custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações, bem como a reavaliação das metas de eficiência a aplicar.

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.

A análise dos custos diretos externos de investimento das obras com transferência para exploração prevista para 2020 e 2021, que foram sujeitas à aplicação deste mecanismo, mostra que:

- nas subestações, os custos diretos externos previstos pela REN são inferiores aos respetivos custos de referência na maioria das obras de 2020 e de 2021, refletindo uma expectativa de realização eficiente destes investimentos;
- 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 2020, mas, em sentido

³⁷ A análise e justificação da revogação deste incentivo encontra-se publicada no site da ERSE, no documento “Documento justificativo da proposta de alteração do RQS dos setores elétrico e do gás natural”.

oposto, a maioria das obras previstas transferir para exploração em 2021 será realizada a custo eficiente à luz do mecanismo.

Estas previsões dos custos diretos externos de execução das obras são consideradas no cálculo dos rácios C_{ref}/C_{real} por obra relativos a 2020 e 2021, os quais são necessários para a aplicação do mecanismo de custos de referência, designadamente para determinar quais as obras que têm prémio na remuneração e para calcular o valor do ativo aceite.

No que respeita ao cálculo dos custos de referência propriamente dito, foram considerados no cálculo dos proveitos para 2021 os valores por obra determinados pela REN.

Na formação dos custos totais de referência, o mecanismo prevê a aplicação de taxas de referência, sobre os custos diretos externos, relativas a encargos de estrutura e de gestão e a encargos financeiros, sendo a última dependente da tipologia do investimento. Para as taxas de encargos financeiros e para a taxa de encargos de estrutura e gestão, a Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro, contempla as respetivas metodologias de atualização anual.

O quadro seguinte apresenta um resumo dos valores a custos totais de referência dos investimentos em subestações e linhas, incluindo remodelações, 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 2020 e 2021

		Unidades: 10 ³ EUR	
		2020E em T2021	2021P em T2021
a	Subestações	28 009	82 740
b	Linhas	21 882	96 276
A = (a) + (b)	Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	49 891	179 015

Nota: Estes valores são apresentados a custos totais.

Fonte: ERSE, REN

Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

Para o período regulatório de 2018 a 2020, a ERSE introduziu na atividade de TEE o incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT (I_{REI}), que substituiu o incentivo à manutenção em exploração de equipamento em fim de vida útil (MEEFVU).

Entretanto, devido à crise pandémica da COVID-19, os parâmetros regulatórios foram excepcionalmente prolongados para 2021. A intenção desta decisão regulatória foi evitar a indefinição em torno dos parâmetros que se aplicariam em 2021, promovendo a sua aplicação em termos que não permitissem nem benefícios, nem penalizações inesperadas às atividades reguladas ou aos consumidores.

Em termos práticos, verifica-se que o I_{REI} apresenta características próprias, diferenciadas dos demais mecanismos de incentivo existentes, dado o seu carácter inovador e pelo facto de estar associado a uma forte dimensão prospectiva, com grande incerteza na evolução de grandes económicas e físicas utilizadas na sua parametrização, para os três anos de duração inicialmente prevista para o período regulatório. Esta situação não se verifica, de forma tão expressiva, em nenhum outro mecanismo regulatório com impacte nos proveitos, que esteja atualmente em vigor. Para além da introdução de eventuais melhorias nas grandes envolvidas no cálculo do I_{REI} , antecipava-se que em 2020, após três anos de aplicação, a revisão do incentivo e dos seus parâmetros permitisse partilhar com os consumidores, nos anos seguintes, as melhorias de desempenho alcançadas pelo operador da rede de transporte que o incentivo tivesse permitido.

De resto, a aplicação do prolongamento dos parâmetros, nos termos do artigo 217.º-A do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, sempre implica uma interpretação conducente a uma aplicação adaptada. Ponderadas todas as circunstâncias, a decisão regulatória tomada pela ERSE no que respeita ao I_{REI} para o ano de 2021, foi de que o prolongamento extraordinário dos parâmetros para 2021 não deve conduzir à aplicação de incentivos ou penalidades diferentes dos que resultaram da média dos três anos inicialmente previstos para o período regulatório (de 2018 a 2020).

Registe-se, no entanto, que o incentivo será aplicado no ano de 2020 de acordo com a formulação inicial, pelo que o valor definitivo desse ano será considerado nas tarifas de 2022, em sede de ajustamentos.

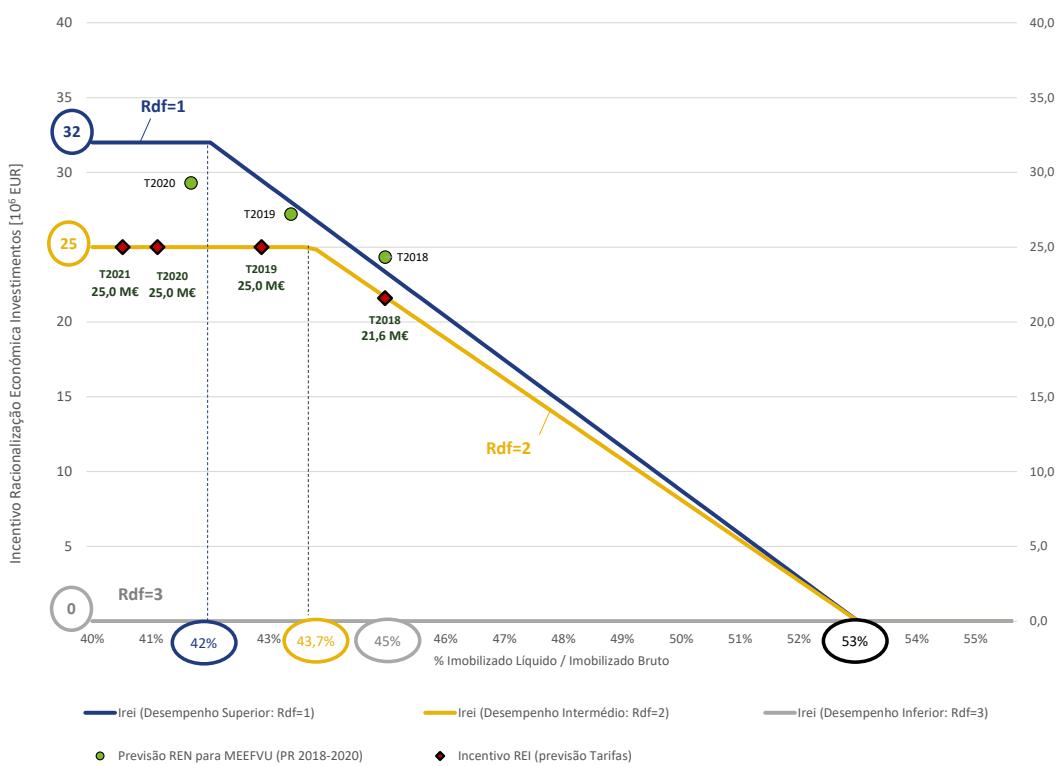
Assim, para o ano de 2021, o montante previsional determinado pela ERSE para este incentivo é de 25 milhões de euros, de acordo com o quadro seguinte.

Quadro 4-26 - Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

		Unidades: 10 ³ EUR	
		2019P em T2019	2020P em T2020
a	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	4 622 642	4 745 289
b	Ativo em Exploração Total - Saldo final	4 822 301	4 937 293
ActBruto (médio) = [(a) + (b)] / 2	Valor médio ativo em Exploração TOTAL	4 722 471	4 841 291
c	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	2 016 366	1 966 210
d	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	2 038 500	2 022 085
ActLiq (medio) = [(c) + (d)] / 2	Valor médio ativo em Exploração TOTAL, líquido de amortizações e subsídios	2 027 433	1 994 147
Pact = ActLiq / ActBruto	Irei - Racio ativo líquido / ativo bruto para aplicação do incentivo (Pact)	42,9%	41,2%
Rdf	Irei - Índice de desempenho funcional (Rdf)	2	2
IREI	Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)	25 000	25 000

A figura seguinte permite ainda verificar a evolução do valor deste incentivo, bem como a sua comparação com os valores do incentivo MEEFVU que foram projetados pela REN para o período regulatório de 2018 a 2020. Face à redução do rácio entre ativo líquido e ativo bruto observada desde 2018, constata-se que, na curva de desempenho intermédio (Rdf=2), o valor do incentivo REI se encontra no valor máximo.

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



Taxa de remuneração

Para os investimentos valorizados com base em custos reais, a taxa de remuneração do ativo prevista para 2021 é de 4,60%. Para os investimentos que entraram em exploração a partir de 1 de janeiro de 2009, valorizados a preços de referência, aplica-se a taxa mencionada anteriormente, acrescida de 75 pontos base, ou seja, a taxa de remuneração do ativo a custos de referência é de 5,35%.

Os proveitos permitidos de 2021 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2020, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração de 2020, conforme se pode observar no capítulo 4.2.2.2.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2021

O montante de proveitos permitidos à entidade concessionária da RNT na atividade de Transporte de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida no artigo 95.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 4-27.

Quadro 4-27 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidades: 10 ³ EUR	
Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2020P em T2020	2021P em T2021
A = (1) + (2) x (3)/1000 + (4) x (5)/1000	Custos de exploração da atividade de TEE do ORT aceites no cálculo de proveitos	30 185	30 665
1	Componente fixa OPEX do ORT	29 986	30 387
2	Custo unitário associado à extensão de rede (€/km)	398	401
3	kms de rede (variação média do ano)	187	253
4	Custo unitário associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 064	5 106
5	Número de painéis de subestações (variação média do ano)	25	35
B = (6) + (7)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	221 211	217 291
6 = (a) + (b) x (c) - (d)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos reais	105 429	105 707
a	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos reais (líquido amortizações de subsídios)	63 912	66 704
b	Valor médio ativo S/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios	930 327	903 099
c	Taxa de remuneração dos ativos base (custos reais) do ORT	4,883%	4,596%
d	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	3 909	2 502
7 = (e) + (f) x (g) - (h)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos de referência	115 782	111 583
e	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos referência (líquido amortizações de subsídios)	61 090	60 072
f	Valor médio ativo C/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios (a custos referência)	1 113 183	1 129 362
g	Taxa de remuneração dos ativos a custos de referência do ORT	0	0
h	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	8 011	8 863
C	Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)	25 000	25 000
D	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	7 472	5 088
E	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	750	1 025
F	Gastos ambientais	0	0
G	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	10 768	-7 378
H = A + B + C + D + E + F - G	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	273 850	286 446
I	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	3 909	2 502
J	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	8 011	8 863
K	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	10 768	-7 378
L = H + I + J + K	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	296 538	290 433

O aumento de 12,6 milhões de euros verificado nos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica face ao ano anterior decorre de um conjunto de efeitos, dos quais se destaca a componente de ajustamentos de t-2, especialmente por inversão do sinal. De facto, sem o efeito dos ajustamentos, os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica registam uma diminuição de -6,1 milhões de euros face ao ano anterior. Esta redução é explicada em grande parte pela redução de -3,9 milhões de euros dos custos com o capital e uma diminuição de -2,4 milhões de euros dos montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência.

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

LINHA 400 KV PEDRALVA-PONTE

A linha Pedralva-Ponte de Lima, em exploração desde 2016, foi excluída da base de ativos no exercício tarifários de 2018 ao abrigo do artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações. Conforme referido no documento de proveitos permitidos e ajustamentos para 2018, os objetivos e benefícios associados a esta linha apenas poderão ser obtidos após a conclusão e entrada em exploração do troço da linha de interligação internacional entre a zona de Ponte de Lima e a Galiza e do troço de linha entre a zona de Ponte de Lima e a Subestação de Vila Nova de Famalicão.

Segundo a informação previsional reportada para 2021 pelo ORT, a linha Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão, de 400kV, entraria em exploração a 30/12/2020, o que, a concretizar-se, validaria a condição para que a linha 400kV Pedralva-Ponte de Lima, que foi excluída da base de ativos regulada desde 2016, passasse a ser incorporada no RAB, a partir de 2020. No entanto, 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.

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».

Em consonância com o exposto, no seguimento do determinado na Resolução do Conselho de Ministros n.º 12/2018, de 19 de fevereiro, o contrato de concessão da atividade de transporte de eletricidade veio a ser modificado, a 23 de abril de 2018, passando o n.º 2 da cláusula 4.ª a prever que a área da concessão (da RNT) abranja o «espaço marítimo necessário à execução do cabo submarino de ligação do Projeto Windfloat à RESP».

O que significa, paralelamente, à luz das bases gerais da organização e funcionamento do Sistema Elétrico Nacional (SEN)³⁸, que a ligação ao Projeto Windfloat (e demais produção eólica offshore ao largo de Viana do Castelo) passou a integrar a RNT e, por conseguinte, a Rede Elétrica de Serviço Público (RESP), cujas instalações são consideradas, para todos os efeitos, de utilidade pública³⁹.

Feita esta integração na RESP, alterado o contrato de concessão, importa acrescentar que, no que respeita aos planos decenais de desenvolvimento e investimento da rede de transporte (PDIRT), submetidos pela REN – Rede Eléctrica Nacional ao concedente a cada dois anos e sujeitos a consulta pública e parecer da ERSE⁴⁰, os despachos de aprovação, em linha com o disposto na Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, de 9 de dezembro, nunca reconheceram qualquer custo com a ligação da RESP ao Windfloat.

³⁸ Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

³⁹ Vd. Artigo 3.º, al. gg), 11.º e 13.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

A integração do troço em causa na RESP, à luz da sucessivas Diretivas que estabelecem regras comuns para o mercado de eletricidade e da legislação, garantem inequivocamente que os agentes, designadamente os produtores e os comercializadores de energia elétrica, gozam do direito de livre acesso (*open-access*), transparente e não discriminatório à rede (*non-discriminatory third-party access to networks*), tendo a concessionária da RNT tem de garantir o acesso regulado.

⁴⁰ Artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente.

Concretamente, no plano submetido em 2017 (PDIRT-E 2018-2027⁴¹), não foi apresentada qualquer descrição técnica do projeto de receção de produção eólica offshore e foi assumido pela REN – Rede Eléctrica Nacional que o projeto seria totalmente financiado com subsídios. O PDIRT-E 2018-2027 foi aprovado pelo Governo em 14 de fevereiro de 2019. No despacho de aprovação do PDIRT-E consta o projeto de «Receção de energia offshore ao largo de Viana do Castelo», embora com a indicação de que o plano «não inclui o montante de investimento para este projeto, em virtude do estabelecido pela RCM n.º 81-A/2016, de 24 de novembro, que determina que os encargos com as infraestruturas públicas a afetar ao projeto devem ser suportados por verbas provenientes de fundos de apoio à inovação». No PDIRT-E submetido pela REN em 2019, ainda em apreciação pelo Governo⁴², o investimento na ligação à zona de produção offshore surge, novamente, sem enunciação de custos a suportar pela tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores.

À luz do exposto, segundo o quadro legal aplicável⁴³ previamente à publicação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 161/2019, de 26 de setembro, não estariam reunidas todas as condições necessárias para garantir que a tarifa de acesso às redes de eletricidade, fixada pela ERSE, pudesse repercutir o custo de investimento associado ao cabo de que permite a ligação da produção eólica offshore à RESP.

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 Windfloat⁴⁴, um 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 referida 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

⁴¹ Ver Consulta Pública n. 64, da ERSE, sobre o PDIRT-E 2018-2027 [[link](#)].

⁴² A ERSE promoveu uma consulta pública e emitiu o seu parecer ao PDIRT 2019 em 15 de maio de 2020 [[link](#)].

⁴³ Artigos 11.º, n.º 1, alínea a), 12.º e 31.º dos Estatutos da ERSE, anexos ao Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 57 -A/2018, de 13 de julho, os artigos 30.º, 61.º, 66.º e 67.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente, Resolução do Conselho de Ministros n.º 81-A/2016, de 9 de dezembro, e artigo 196.º do Regulamento Tarifário, aprovado pela ERSE.

⁴⁴ 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.

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.

Paralelamente, a autoridade de gestão do programa operacional de sustentabilidade e eficiência no uso de recursos (POSEUR) aprovou a candidatura da REN com vista ao financiamento dos custos de investimento do cabo submarino. O apoio financeiro aprovado, em regime de cofinanciamento, tem o valor máximo de 30 milhões de euros⁴⁵.

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 2269-A/2020, de 17 de fevereiro, que aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2020, tem uma transferência estimada de 920 mil euros em 2020.

O quadro seguinte apresenta um resumo, para o período compreendido entre 2019 e 2021, dos custos de capital (CAPEX), das transferências efetuadas e estimadas pelo FA para o SEN e do montante que seria necessário transferir em 2021 (assumindo o valor orçamentado pelo Fundo Ambiental de 2020) para assegurar a neutralidade tarifária do investimento em termos de custos com o capital investido. Os valores de 2020 e 2021 são valores estimados e previsionais à data de elaboração dos cálculos, enquanto os valores de 2019 são valores reais⁴⁶.

⁴⁵ Comunicado REN de 17 de agosto de 2020 [[link](#)]

⁴⁶ Com exceção do valor do subsídio, que é um valor estimado.

Quadro 4-28 - Custos de capital do projeto Windfloat e transferências do Fundo Ambiental

Ano Tarifa	Ano	Real (R) / Estimado (E) / Previsto (P)		CAPEX (EUR)	WACC (%)	Transferências FA (EUR)	Data Transferência	Transferência Realizada / Prevista / Orçamentada	Saldo do ano (EUR)	Saldo Acumulado (EUR)
T2021	2019	R	2019R	613 827	4,88%	1 400 000	30/12/2019	Realizada	786 173	786 173
T2021	2020	E	2020E	1 990 657	4,60%	920 000	2020	Orçamentada (Estimada)	-1 070 657	-284 484
T2021	2021	P	2021P	2 099 919	4,60%	-	2021	Prevista p/ saldo em falta	-2 099 919	-2 384 403

Fonte: ERSE, REN

A tabela evidencia que, assumindo que o Fundo Ambiental transfira em 2020 um montante igual ao orçamentado, de 920 mil euros, para garantir a neutralidade tarifária respeitante ao custo com capital do investimento, será necessária uma transferência em 2021 por parte deste Fundo num montante total de cerca de 2 384 mil euros (284 mil euros referentes a 2020 e 2 100 mil euros referentes a 2021). A ERSE já envidou os esforços junto do Ministério do Ambiente e Ação Climática para que estes montantes sejam transferidos para o SEN, por forma a garantir a neutralidade tarifária do projeto no que diz respeito aos custos de investimento.

Registe-se, igualmente, que para efeitos de cálculo do OPEX através do mecanismo de custos incrementais a recuperar nos proveitos permitidos, incluíram-se os 16,57 km do cabo no valor de km de linhas de 2019. A ERSE, no seu parecer, e em todas as iterações, quer com a REN, quer com as outras entidades intervenientes, sempre referiu que o OPEX deste investimento seria tratado de forma igual ao restante OPEX da atividade da TEE.

O tratamento regulatório do financiamento do projeto Windfloat acima referido foi aduzido nos documentos que suportaram a proposta tarifária para 2021 de 15 de outubro enviada, para o Conselho Tarifário da ERSE. No seguimento, do envio desta proposta tarifária a REN levantou um conjunto de dúvidas, às quais importa responder.

Em primeiro lugar, sublinhe-se que a publicação da Resolução do Conselho de Ministros n.º 161/2019, de 26 de setembro, alterando o quadro anteriormente aplicável, veio reunir as condições necessárias para que a tarifa de acesso às redes de eletricidade, fixada pela ERSE, repercuta o custo de investimento associado ao cabo de que permite a ligação da produção eólica offshore à RESP. Mas, fê-lo assumindo como condição o reconhecimento dos montantes não cofinanciados pelo PO SEUR nos ativos da concessão da RNT. Efetivamente, como se pode ler no referido instrumento normativo, apenas o montante não cofinanciado do investimento a realizar pela REN para a execução dos trabalhos de instalação do cabo submarino de ligação ao projeto Windfloat é reconhecido para efeitos regulatórios e refletido nas tarifas

de acesso às redes. Pelo que, o facto de o cofinanciamento ter sido recebido em 2020, não impacta com o valor a reconhecer pela ERSE relativo a 2019.

Em segundo lugar e no que respeita ao OPEX, em face dos normativos aplicáveis, a ERSE reitera que os custos de exploração das infraestruturas concessionadas não devem ser reconhecidos fora da base de custos sujeita a metas de eficiência, tal como a ERSE já tinha esclarecido a REN, antes da realização desse investimento.

Face ao exposto, reiterando ainda fundamentação da proposta tarifária, a ERSE mantém a decisão que fora projetada.

4.2.2.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o artigo 95.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos a proporcionar em 2021 à entidade concessionária da RNT, na atividade de Transporte de Energia Elétrica, são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2019 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2019.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2019 encontra-se calculado no Quadro 4-29. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento é de -7,378 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 278,8 milhões de euros, e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de 274,3 milhões de euros, no qual está subjacente uma diferença de -3,5 milhões de euros entre o valor previsto e o valor verificado em 2019 para a rubrica de custos com o capital.

Quadro 4-29 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2019

Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2019	2019P em T2019	2021P em T2021
A = (1) + (2) x (3)/1000 + (4) x (5)/1000	Custos de exploração da atividade de TEE do ORT aceites no cálculo de proveitos	30 000	30 098	30 665
1	Componente fixa OPEX do ORT	29 925	29 967	30 387
2	Custo unitário associado à extensão de rede (€/km)	398	398	401
3	kms de rede (variação média do ano)	47	93	253
4	Custo unitário associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 063	5 063	5 106
5	Número de painéis de subestações (variação média do ano)	11	19	35
B = (7) + (8)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	212 993	224 732	217 291
7 = (a) + (b) x (c) - (d)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos reais	102 572	106 092	105 707
a	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos reais (líquido amortizações de subsídios)	65 549	65 541	66 704
b	Valor médio ativo S/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios	913 465	931 572	903 099
c	Taxa de remuneração dos ativos base (custos reais) do ORT	4,883%	5,166%	4,596%
d	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t	7 578	7 578	2 502
8 = (e) + (f) x (g) - (h)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos de referência	110 422	118 640	111 583
e	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos referência (líquido amortizações de subsídios)	57 369	59 542	60 072
f	Valor médio ativo C/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios (a custos referência)	1 096 457	1 146 035	1 129 362
g	Taxa de remuneração dos ativos a custos de referência do ORT	5,633%	5,916%	5,346%
h	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t	8 707	8 707	8 863
C	Incentivo à manutenção em exploração de ativos em fim de vida útil (MEEFVU)	0	0	0
D	Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)	25 000	25 000	25 000
E	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	7 472	7 472	5 088
F	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	2 986	0	1 025
G	Gastos ambientais	0	0	0
H	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t	4 114	4 114	-7 378
I = A + B + C + D + E + F + G - H	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	274 337	283 188	286 446
J = I + (d) + (h) + (H)	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	294 736	303 587	290 433

Cálculo do ajustamento na atividade de Transporte de Energia Elétrica (TEE)		2019	2019P em T2019	2021P em T2021
K = I	Proveitos permitidos da atividade de TEE do ORT (C/ ajustamentos)	274 337	283 188	286 446
L	Proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de URT	278 883	283 188	
M = L(2019) - K(2019)	Ajustamento de proveitos do ano t-2 da atividade de TEE do ORT (S/ juros, antes de ajustamentos provisórios)			4 546
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)			4 569
O	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,222%
P	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2			0,283%
Q	Acerto provisório CAPEX, previstos para T-1, em Tarifas T-1, a custos reais (C/ Juros)			3 918
R	Acerto provisório CAPEX, previstos para T-1, em Tarifas T-1, a custos de referência (C/ Juros)			8 029
S = N - Q - R	Ajustamento do ano t-2 da atividade de TEE do ORT a repercutir no ano t			-7 378

CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

Para o atual período regulatório procedeu-se à redefinição dos parâmetros a aplicar durante o novo período regulatório para os custos de exploração e custos incrementais, nomeadamente ao nível da redefinição da base de custos de exploração e dos custos unitários incrementais associados à extensão da rede e ao número de painéis em subestações, bem como reavaliadas as metas de eficiência a aplicar. A metodologia de determinação destes valores deverá ser consultada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”.

Importa salientar a decisão da ERSE relativamente aos ganhos e perdas atuariais, detalhada no referido documento de definição de parâmetros. Para tarifas de 2021 o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de TEE é de 7,472 milhões de euros.

Os valores dos custos de exploração para 2021 resultantes da aplicação do mecanismo de custos incrementais atrás referidos são apresentados no quadro *infra*.

Quadro 4-30 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2021

		Unidades: 10 ³ EUR	
		2020P em T2020	2021P em T2021
(1) + (2)x(3)/1000 + (4)x(5)/1000	Custos de exploração da atividade de TEE do ORT aceites no cálculo de proveitos	30 185	30 665
1	Componente fixa OPEX do ORT	29 986	30 387
	IPIB t-1 (Variação anual treminada no 2.º trimestre do ano t-1)	1,51%	2,32%
	Factor de eficiência componente fixa OPEX	1,50%	1,50%
2	Custo unitário associado à extensão de rede (€/km)	398,1	401,4
	Factor de eficiência Kms Rede	1,50%	1,50%
3	kms de rede (variação média do ano)	187,4	253,3
4	Custo unitário associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 064,1	5 105,8
	Factor de eficiência número de painéis de subestações	1,50%	1,50%
5	Número de painéis de subestações (variação média do ano)	24,5	34,5

VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

A valorização a custos de referência dos investimentos transferidos para exploração em 2019 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 regulatório de 2018 a 2020. 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 2019, 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. A respeito dos ativos valorizados a custos de referência transferidos para exploração em 2019, a ERSE reconheceu todos os ativos indicados pela REN, não havendo motivos que suscitassem a sua exclusão da base de ativos regulatórios, nos termos do artigo acima mencionado.

O Quadro 4-31 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2019. Estes valores são os apresentados pela REN nas contas reguladas e auditadas de 2019.

Quadro 4-31 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2019

		Unidades: 10^3 EUR
		Custo Real 2019
1	Subestações	30 579
2	Linhas	26 784
A = 1 + 2	Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	57 363
		Custo Real 2019
		% c/ prémio após aplicação do mecanismo
3	Subestações	30 579
4	Linhas	2 735
B = 3 + 4	Imobilizado real correspondente ao imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	33 313
		Custo de Referência 2019
		$\Delta\%$ Custo Referência / Real
5	Subestações	32 715
6	Linhas	2 797
C = 5 + 6	Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	35 512

Fonte: ERSE, REN

INCENTIVO À RACIONALIZAÇÃO ECONÓMICA DOS INVESTIMENTOS DA RNT

O montante definitivo em 2019 do incentivo à racionalização económica dos investimentos determinado pela ERSE é apresentado no quadro seguinte. Verifica-se que o valor real deste incentivo em 2019 é igual ao valor previsto nas tarifas de 2019.

Quadro 4-32 - Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

		2019	2019P em T2019	Unidades: 10 ³ EUR	
				[2019] - [2019P em T2019]	10 ³ EUR
a	Ativo em Exploração Total - Saldo Inicial	4 568 694	4 622 642	-53 948	-1,2%
b	Ativo em Exploração Total - Saldo final	4 668 958	4 822 301	-153 343	-3,2%
ActBruto (médio) = [(a) + (b)] / 2	Valor médio ativo em Exploração TOTAL	4 618 826	4 722 471	-103 645	-2,2%
c	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Inicial	1 965 370	2 016 366	-50 996	-2,5%
d	Ativo em Exploração Total, líquido de amortizações e subsídios - Saldo Final	1 954 897	2 038 500	-83 603	-4,1%
ActLiq (medio) = [(c) + (d)] / 2	Valor médio ativo em Exploração TOTAL, líquido de amortizações e subsídios	1 960 133	2 027 433	-67 300	-3,3%
Pact = ActLiq / ActBruto	Irei - Racio ativo líquido / ativo bruto para aplicação do incentivo (Pact)	42,4%	42,9%		-0,49 p.p
Rdf	Irei - Índice de desempenho funcional (Rdf)	2	2		
IREI	Incentivo à racionalização económica dos investimentos do operador da RNT (IREI)	25 000	25 000	0	0,0%

TAXA DE REMUNERAÇÃO

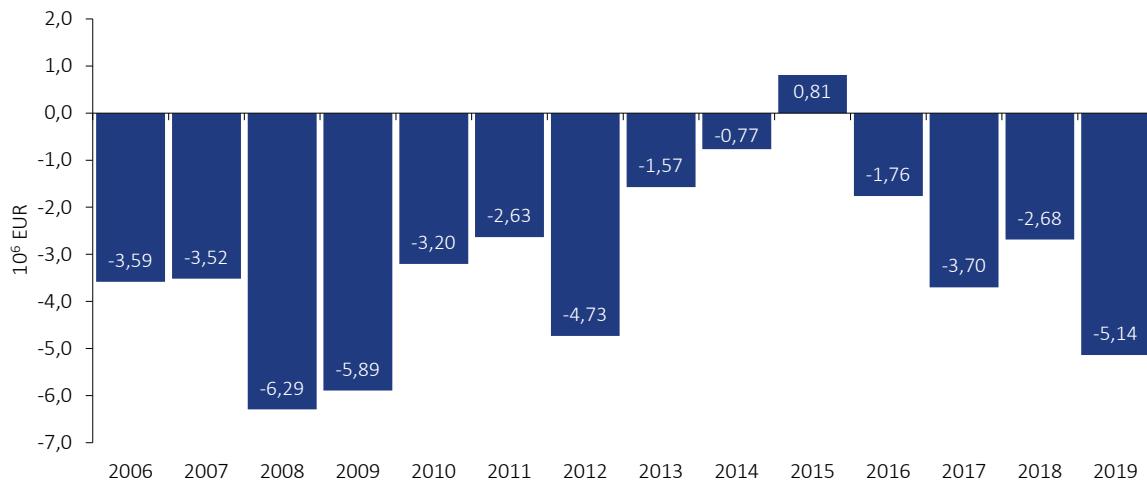
Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2019 foi de 5,17% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 5,92% 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 4,88% 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 vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2019, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2020, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2019.

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 2019 ascendeu a 5,14 milhões de euros.

Figura 4-10 - Compensação entre TSO



Fonte: REN

A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2019 atingiu 2,1 milhões de euros aos quais foram deduzidos 240 milhares de euros resultantes de *Financial Transaction Rights*. O saldo remanescente em 31 de dezembro foi de 2,15 milhões de euros, que inclui o saldo das ações coordenadas de balanço Serviços de Sistema.

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2020

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2020 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa para 2020. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1, de 11,4 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 2020 (4,60% contra 4,88%) e um valor inferior do ativo a remunerar, comparativamente com o previsto em tarifas de 2020.

Quadro 4-33 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2020 da TEE

		Unidades: 10 ³ EUR		
		2020P em T2020	2020E em T2021	[2020P em T2020] - [2020E em T2021]
A = (1) + (2)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos)	233 131	221 791	
1 = (a) + (b) x (c)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos reais	109 338	106 841	2 497
a	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos reais (líquido amortizações de subsídios)	63 912	64 940	
b	Valor médio ativo S/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios	930 327	911 730	
c	Taxa de remuneração dos ativos base (custos reais) do ORT	4,88%	4,60%	
2 = (d) + (e) x (f)	Custos com capital da atividade de TEE do ORT (S/ ajustamentos), referente a ativos valorizados a custos de referência	123 793	114 950	8 843
d	Amortização referente a ativos da atividade de TEE do ORT valorizados a custos referência (líquido amortizações de subsídios)	61 090	57 300	
e	Valor médio ativo C/ PRÉMIO, líquido de amortizações e subsídios (a custos referência)	1 113 183	1 078 404	
f	Taxa de remuneração dos ativos a custos de referência do ORT	5,63%	5,35%	
g	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1			0,222%
B = 1 * (1 + g)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos reais a repercutir no ano t			2 502
C = 2 * (1 + g)	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t			8 863
D = B+C	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a custos de referência a repercutir no ano t			11 365

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 Elétrico Nacional e do Sistema Nacional de Gás Natural (SNGN).

Nesses termos, a ADENE começou a desenvolver desde 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 natural, 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 SNGN. 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.

Neste ponto apresentam-se os proveitos permitidos para 2021, bem como a descrição e justificação das decisões tomadas pela ERSE respeitantes à 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 2021

O montante de proveitos permitidos à ADENE na atividade de OLMC é dado pelas expressões constantes do artigo 90º do Regulamento Tarifário em vigor e encontra-se calculado no Quadro 4-34.

Quadro 4-34 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

					Unidade: 10 ³ EUR
		Tarifas 2019	2019	Tarifas 2020	Tarifas 2021
A	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 197	1 197	1 215	1 243
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
D = A - B - C	Proveitos da atividade de OLMC (A + B - C)	1 197	1 197	1 215	1 225
E	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes			1 215	
F = E - D	Desvio do ano			18	
i _{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, _{t-1} + spread			0,222%	
i _{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, _{t-2} + spread			0,283%	
G=F * (1+i _{t-2})x(1+i _{t-1})	Ajustamento dos custos com o OLMC tendo em conta os valores ocorridos			18	

Tendo em conta que a ADENE não recuperou em 2019 os proveitos permitidos previstos em 2018, o ajustamento de 2019 constante das tarifas de 2021 contempla um montante de 0,018 milhões de euros a devolver 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 atual período de regulação, a metodologia de regulação aplicada à atividade de distribuição foi alterada ao nível da Baixa Tensão, na qual se utiliza uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX (custos totais). Na Alta e Média tensão manteve-se a metodologia aplicada no período anterior.

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

- Distribuição de Energia Elétrica – regulação por *price-cap* aplicada ao OPEX e regulação por custos aceites aplicado ao CAPEX em AT/MT e regulação por *price-cap* aplicada ao TOTEX em BT. Consideração de um incentivo ao investimento em redes inteligentes considerado a *posteriori* com base em custos reais. Importa, igualmente, referir os incentivos à redução de perdas e à melhoria da

qualidade de serviço (aceites *a posteriori* aquando do ajustamento de t-2) e à promoção de desempenho ambiental (aceites *a priori* e ajustado ao fim de dois anos);

- Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte – atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor.

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

4.4.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, 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 (AT, MT), 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 rationalidade 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, consequentemente, 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 2021 inclui:

- a) diferencial de custo do próprio ano;
- b) os custos de funcionamento⁴⁷ e outros custos, nomeadamente os associados aos pagamentos de tarifa de acesso à rede de Transporte a suportar por produtores em regime especial;
- 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-Aº 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 2019 e a 2020.

⁴⁷ Face ao aumento significativo dos investimentos estimados pela empresa para 2020 e 2021 e na ausência de mais elementos esclarecedores relativos à razoabilidade económica dos mesmos, foram aceites apenas 50% dos montantes estimados para as entradas em exploração em 2020 e 2021 na função de compra e venda da PRE.

Quadro 4-35 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

			Unidade 10 ³ EUR	
			T2020	T2021
A	Diferencial de custo com a aquisição da PRE¹ [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)-(9)]		832 877	912 688
1	Compras		1 576 527	1 525 883
2	Vendas		831 768	691 412
3	Outros custos		7 640	8 221
4	Custos de funcionamento		3 404	5 030
5	Ajustamento t-1		-116 099	-349 694
6	Ajustamento t-2		-2 282	-240 836
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A		268 654	-194 891
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor		253 769	300 473
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013		56 192	30 200
B	Diferencial de custo com a aquisição da PRE² [(10)-(11)+(12)+(13)-(14)-(15)+(16)-(17)]		427 287	455 183
10	Compras		628 212	511 065
11	Vendas		339 246	252 393
12	Outros custos		2 938	2 812
13	Custos de funcionamento		3 404	5 030
14	Ajustamento t-1		-33 326	-95 569
15	Ajustamento t-2		9 178	561
16	Alisamento quinquenal - artº 73º A		107 831	93 661
17	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na 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		1 260 164	1 367 870

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.

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 279/2011, de 17 de outubro, na redação da Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro. O cálculo desta taxa de juro encontra-se detalhado no ponto 2.1.

O Quadro 4-36 apresenta o impacte do valor diferido⁴⁸ referente a proveitos permitidos de 2021 e os respetivos juros no período quinquenal.

⁴⁸ O valor diferido inclui os montantes de sobrecusto da PRE do ano e os montantes relativos aos ajustamentos de anos anteriores, conforme apresentado no quadro 4-35 deste documento, sendo que o ajustamento diferido relativo a 2020 representa 25,5% do valor total diferido e o relativo a 2019 representa 13,7%.

Quadro 4-36 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2021

Diferimento PRE							Unidade 10 ³ EUR
	T2021	T2022	T2023	T2024	T2025	Total	
PRE¹⁽¹⁾							
anuidade	420 438	244 891	244 891	244 891	244 891	1 400 003	
Amortização capital ⁽²⁾	412 779	239 524	240 855	242 193	243 538	1 378 889	
juros	7 660	5 367	4 036	2 698	1 353	21 114	
valor a abater aos pp ⁽³⁾	966 111						
Alisamento quinquenal	-966 111	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PRE²⁽⁴⁾							
anuidade	223 018	35 108	35 108	35 108	35 108	363 450	
Amortização capital ⁽²⁾	221 020	34 339	34 530	34 721	34 914	359 524	
juros	1 997	769	579	387	194	3 926	
valor a abater aos pp ⁽³⁾	138 504						
Alisamento quinquenal	-138 504	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Notas: PRE¹⁽¹⁾ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Amortização Capital⁽²⁾ - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2021

Valor a abater aos pp⁽³⁾ - Valor a 31 de dezembro de 2021

PRE²⁽⁴⁾ - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

Seguidamente apresenta-se o Quadro 4-37 com o efeito acumulado dos diferimentos dos diferenciais de custo da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2017 até 2021 e respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

Quadro 4-37 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2017 a 2021 nos proveitos permitidos de 2021 a 2025

Diferimento PRE					Unidade 10 ³ EUR
	T2021	T2022	T2023	T2024	T2025
PRE¹⁽¹⁾					
anuidade	1 191 658	707 095	545 336	384 915	244 891
Amortização capital ⁽²⁾	1 165 324	693 566	538 009	381 444	243 538
juros	26 334	13 530	7 327	3 471	1 353
valor a abater aos pp ⁽³⁾					
Alisamento quinquenal	-194 891	N/A	N/A	N/A	N/A
PRE²⁽⁴⁾					
anuidade	455 183	230 605	163 787	87 630	35 108
Amortização capital ⁽²⁾	446 946	226 337	161 800	86 954	34 914
juros	8 237	4 268	1 987	677	194
valor a abater aos pp ⁽³⁾					
Alisamento quinquenal	93 661	N/A	N/A	N/A	N/A

Notas: PRE¹⁽¹⁾ - Produção em Regime Especial, enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

PRE²⁽²⁾ - Produção em Regime Especial, não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

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

Para os proveitos permitidos de 2021 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 renovável⁴⁹. Em 2021 entrará em

⁴⁹ Ao contrário do que acontecia no quadro legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 38/2013 e Portaria n.º 3-A/2014, em que existia uma conciliação entre a percentagem das receitas dos leilões de CO₂ transferidas para o SEN e a representatividade das emissões dos centros electroprodutores face ao total de licenças leiloadas, no atual quadro legal esta conciliação deixou de estar prevista, exceto se nos termos do numero 5 do artigo 23.º do Decreto-Lei n.º 12/2020, for autorizada pelo Governo uma transferência

vigor um novo período do CELE (2021-2030)⁵⁰, que deverá reduzir as licenças de emissão atribuídas a Portugal face às licenças atribuídas em 2020. Neste contexto, de acordo com informação recolhida à data prevê-se que em 2021 seja transferido para o CUR cerca de 153,1 milhões de euros;

- montantes a transferir para o SEN para dedução ao sobrecusto com a produção em regime especial renovável no montante de 141,4 milhões de euros, que resulta da soma de 133,3 milhões de euros, montante estabelecido no Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, do Secretário de Estado Adjunto e dos Assuntos Fiscais e da Secretaria de Estado do Orçamento, de 11 de dezembro, e de 8,9 milhões de euros, montante estabelecido no Despacho do Gabinete do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de dezembro. Estas deduções decorrem de transferências, previstas no âmbito da legislação em vigor, do Fundo de Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.
- Previsão da reversão para o SEN do montante relativo às receitas geradas pela venda de Garantias de Origem no montante de 6 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.

para o SEN, no caso de se verificar uma diferença relevante entre as receitas efetivas e as receitas estimadas, que se interpreta como sendo uma transferência adicional aos 60% previstos na alínea a) do número 3 do mesmo artigo.

⁵⁰ De momento não está disponível informação do número total de licenças a disponibilizar e a sua repartição por Estados Membro, o que deverá ser anunciado pela Comissão Europeia até novembro de 2020.

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 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 2019, 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.

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.

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 noutras Estados-Membros da União Europeia, e que não se relacionam diretamente com fatores endógenos ao mercado português, sobre a formação dos preços no mercado grossista de eletricidade.

Desde 2013 que se encontra em vigor um conjunto de incidências tributárias sobre 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.

O Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho, publicado para efeitos da fixação do valor de pagamento por conta a ser considerado em 2020, identificou, no seu preâmbulo, como único evento extramercado externo ao Sistema Elétrico Nacional (SEN), passível de influenciar o preço do mercado e as receitas dos diferentes produtores portugueses, as medidas fiscais sobre os centros electroprodutores em Espanha e, como eventos extramercado internos ao SEN, o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP), prevista no artigo 349.º da Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, que afeta, exclusivamente, os centros electroprodutores a carvão em Portugal, Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE), nos termos previstos no artigo 228.º da Lei n.º 83-C/2013, de 31 de dezembro, na sua atual redação e a tarifa social de eletricidade, nos termos previstos no Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua atual redação.

No citado despacho veio a definir-se, como atrás mencionado, o valor de pagamento por conta, a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial com exceção daqueles centros electroprodutores incluídos no âmbito dos eventos extramercado internos identificados.

Assim, é determinada a existência até final de 2020 de um valor do pagamento por conta de 2,24 €/MWh aplicável aos centros electroprodutores abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, estabelecendo-se uma exceção relativa àqueles aos quais se aplicam os eventos extramercado internos ao SEN. Os valores de pagamento por conta não constituem o efeito final a ser repercutido nos produtores abrangidos, na medida em que estes mesmos valores são apuráveis após o fecho de cada ano e na sequência do estudo elaborado pela ERSE, com valores reais de produção e da própria valorização dos eventos extramercado.

Tendo em conta o despacho do Gabinete do Secretário de Estado Adjunto e da Energia de 13 de outubro de 2020 que homologa o estudo para definição dos valores definitivos relativos a 2019, que considera como eventos extramercado de ordem interna ao SEN apenas o regime de tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP), é determinado um valor global a ser suportado pelos produtores abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, em definitivo para o ano de 2019, de cerca de 17,9 milhões de euros.

Com a consideração de um valor unitário de 2,24 €/MWh, fixado como valor de pagamento por conta para 2020 até ao acerto final deste ano, e tendo como referência que se mantém a abordagem subjacente à homologação dos valores definitivos de 2019 (considerar apenas como evento extramercado de ordem interna o regime de ISP), a sua aplicação aos valores de produção tidos em cenário previsional para as tarifas e preços relativas ao ano de 2020, implica um valor global a ser suportado pelos produtores abrangidos de cerca de 26,4 milhões de euros.

Para o ano de 2021⁵² e para efeitos de definição do valor estimado de proveitos, a ERSE toma em consideração o valor de pagamento por conta para 2020, que, na presente data, constitui a melhor estimativa do que vier a ser definido para 2021 (em Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia até 31 de dezembro de 2020). Adicionalmente, a ERSE considera, na estimativa dos valores relativos à aplicação do mecanismo de equilíbrio concorrencial em 2021, que se manterá a opção seguida na homologação em definitivo dos valores de 2019, em particular no que concerne aos eventos

⁵² Para efeitos da estimação da produtibilidade dos centros electroprodutores abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, utilizou-se o cenário de produções resultantes do cálculo do ajustamento final do modelo VALORÁGUA para 2021, com as produções térmicas (carvão e ciclo combinado a gás natural) ajustadas ao Cenário “Trajetória Ambição” do RMSA-E 2018 por este ser aquele que está mais alinhado com o PNEC 2021-2030, tendo em consideração, no caso do carvão, as restrições de utilização dos stocks de carvão disponíveis até ao descomissionamento das centrais de Sines e do Pego fornecidas pela REN Trading e pela EDP – Gestão da Produção de Energia S.A..

extramercados internos ao SEN (apenas a integração do regime de ISP aplicável à produção de electricidade proveniente das centrais a carvão e das centrais de ciclo combinado a gás natural). Assim, os valores unitários previsionais do pagamento por conta para 2021 são de 1,41 €/MWh para as centrais a ciclo combinado a gás natural e de 2,24 €/MWh para todos os restantes centros electroprodutores abrangidos, excluindo o carvão⁵³, tecnologia para a qual o valor unitário previsional é nulo.

No que respeita a volumes de produção abrangidos, em 2021 atinge-se uma produtibilidade estimada das centrais de ciclo combinado a gás natural de 3,36 TWh e uma produtibilidade estimada das outras tecnologias, com exceção do carvão, abrangidas pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial de 11,37 TWh. Daqui resulta um valor máximo estimado de proveitos recuperados com o mecanismo de aproximadamente 30,2 milhões de euros.

Como elemento final, importa relembrar 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 2019 no exercício tarifário correspondente, a consumação através da aprovação do estudo de 2019, nos termos do que estabelece a Portaria n.º 282/2019, como atrás referido na sequência do despacho que fixa os valores definitivos para 2019, deve considerar-se uma valor de ajustamento de cerca de 23 milhões de euros, que corresponde à diferença entre o valor previsional para 2019 de cerca de 40,9 milhões de euros e o valor definitivo homologado de 17,9 milhões de euros.

Assim, em 2021, o montante do saldo global de proveitos com ajustamento para valores reais é de cerca de 7,2 milhões de euros, resultantes da diferença entre os 30,2 milhões de euros de proveitos estimados para 2021 e o ajustamento relativo ao fecho definitivo do ano de 2019 (devolução de cerca de 23 milhões de euros).

⁵³ O carvão é excluído pois o valor do ISP unitário, de 4,66 €/MWh, é superior ao valor estimado do evento extramercado de ordem externa para 2021.

AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 4-38 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2021 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.⁹ do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁵⁴, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017 com término em 2021. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, ao BPI, ao Santander, à Tagus e ao BBVA;
- 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.⁹ do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁵⁵ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. O saldo em dívida em 2021, referente a este diferimento é de 225,2 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;
- 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.⁹ do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁵⁶ ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019. O saldo em dívida em 2021, referente a este diferimento é de 465,4 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.⁹ do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro⁵⁷ ao sobrecusto com a aquisição de energia e

⁵⁴ 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).

⁵⁵ 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).

⁵⁶ 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).

⁵⁷ 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).

produtores em regime especial previsto para o ano de 2020. O saldo em dívida em 2021, referente a este diferimento é de 571,3 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, no montante de 1 104,6 milhões de euros, dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73-Aº do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2021;
- 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 2021, referente a estes défices, é de 390,2 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente.

Quadro 4-38 - Amortização e juros da dívida tarifária

	Saldo em dívida em 2020	Juros 2021	Amortização 2021	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2021	Saldo em dívida em 2021
	(1)	(2)	(3) = (1)+(2)		
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	339 310 783	6 373 614	339 310 783	345 684 396	0
EDP Serviço Universal	0	0	0	0	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	24 607 065	462 219	24 607 065	25 069 284	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	17 948 162	337 138	17 948 162	18 285 300	0
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	12 074 171	226 801	12 074 171	12 300 972	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	18 455 296	346 664	18 455 296	18 801 960	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	39 350 253	739 155	39 350 253	40 089 408	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	6 212 830	116 702	6 212 830	6 329 532	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	24 607 077	462 219	24 607 077	25 069 296	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	24 961 947	468 885	24 961 947	25 430 832	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	8 974 075	168 569	8 974 075	9 142 644	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	148 658 789	2 792 407	148 658 789	151 451 196	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	13 461 118	252 854	13 461 118	13 713 972	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	447 122 422	6 670 619	221 905 904	228 576 524	225 216 518
EDP Serviço Universal	4 921 261	73 420	2 442 411	2 515 832	2 478 850
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	325 280 794	4 852 864	161 436 164	166 289 028	163 844 630
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	33 777 008	503 919	16 763 457	17 267 376	17 013 551
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	45 036 002	671 892	22 351 272	23 023 164	22 684 731
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	15 589 368	232 578	7 736 970	7 969 548	7 852 398
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	22 517 989	335 946	11 175 630	11 511 576	11 342 359
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	694 372 631	7 651 986	228 925 517	236 577 504	465 447 113
EDP Serviço Universal	1 298 348	14 308	428 048	442 356	870 299
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	82 270 553	906 621	27 123 519	28 030 140	55 147 034
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	81 632 738	899 593	26 913 239	27 812 832	54 719 499
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	57 398 050	632 527	18 923 381	19 555 908	38 474 668
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	24 872 503	274 095	8 200 137	8 474 232	16 672 366
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	82 270 553	906 621	27 123 519	28 030 140	55 147 034
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	54 209 255	597 386	17 872 078	18 469 464	36 337 177
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	310 420 632	3 420 835	102 341 597	105 762 432	208 079 035

Quadro 4-38 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)

	Saldo em dívida em 2020	Juros 2021	Amortização 2021	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2021	Unidade: EUR Saldo em dívida em 2021
	(1)	(2)	(3) = (1)+(2)		
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020					
EDP Serviço Universal	759 611 401	4 218 122	188 328 354	192 546 476	571 283 047
CGD Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	90 074	500	22 332	22 832	67 742
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	100 264 954	556 771	24 858 413	25 415 184	75 406 541
Santander Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	22 130 010	122 888	5 486 632	5 609 520	16 643 377
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	133 887 268	743 476	33 194 300	33 937 776	100 692 968
BPI Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	73 105 203	405 953	18 124 771	18 530 724	54 980 432
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	84 014 693	466 534	20 829 530	21 296 064	63 185 162
BCP Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	49 067 447	272 472	12 165 156	12 437 628	36 902 291
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	134 423 546	746 454	33 327 258	34 073 712	101 096 288
BBVA Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	39 223 461	217 808	9 724 564	9 942 372	29 498 897
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	99 367 038	551 785	24 635 795	25 187 580	74 731 243
Diferimento do sobrecusto PRE de 2021^[1]	24 037 709	133 481	5 959 603	6 093 084	18 078 106
Tagus, SA Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009 Sobrecusto da PRE 2009	516 262 077	7 888 485	126 144 718	134 033 202	390 117 359
	382 198 797	5 839 998	93 387 373	99 227 371	288 811 423
	134 063 280	2 048 487	32 757 344	34 805 831	101 305 936
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008 Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-208 885	0	-208 885	0
		-208 885		-208 885	0
Total	2 756 679 314	32 593 941	1 104 615 276	1 137 209 217	2 756 678 470

Notas:

^[1] O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2021 é de 1 748,1 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 2019 e estimados para 2020, é efetuada, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor, através da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes. Estes montantes serão desrimados 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 permitido 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 2021⁵⁸, apresentados pelo CUR do Continente ascendem a 1,3 milhões 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 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

⁵⁸ Este montante corresponde à diferença entre os valores considerados provisoriamente em Tarifas de 2019 e de 2020 e os valores reais e auditados relativos a 2012, 2013 e 2014 com referência a 31 de dezembro de 2017, de 2018 e de 2019, respetivamente.

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 sobreproveito 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 2020 este valor ascende a -2,255 milhões 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 9807/2020, de 12 de outubro, o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2020 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 2021 ascende a cerca de 126,378 milhões de euros (Continente e Regiões Autónomas). Esta previsão contempla o alargamento da tarifa social de eletricidade a mais situações de insuficiência social e económica, que foi introduzido pelo Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro.

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 novembro⁵⁹, 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

⁵⁹ 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 numero 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 reformulada e atualizada dos produtores que financiam a tarifa social, cuja informação respeita a 2019, 2020 e 2021, enviada pela DGEG à ERSE por ofício de 13 de fevereiro 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 2021 e no cálculo dos ajustamentos provisórios respeitantes a 2019 e 2020.

A EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A solicitou à DGEG, por carta enviada a 14 de junho de 2020 e com conhecimento da ERSE, a renúncia da licença de produção da central termoelétrica de Sines com efeitos até 14 de janeiro de 2021. Deste modo, tal como projetado pela ERSE, e com a anuência da DGEG, foi aplicada a regra da proporcionalidade, considerando-se que a central deverá financiar a tarifa social de 2021 na proporção correspondente aos dias em que estará em funcionamento (previsivelmente 14 dias).

No âmbito dos ajustamentos definitivos de 2018, a ERSE, por via de ofício de 13 de fevereiro de 2020⁶⁰, recebeu da DGEG a lista reformulada e atualizada relativamente aos produtores que financiam a tarifa social e respetivas potências referente a 2018, possibilitando, desta forma, no atual exercício tarifário, efetuar os ajustamentos da tarifa social por produtor referentes a 2018.

Sem prejuízo, a ERSE aguarda da DGEG elementos suscetíveis de levar a revisões da alocação do financiamento da tarifa social pelos diferentes centros electroprodutores.

A repartição do financiamento da tarifa social de 2021 pelos titulares de centros electroprodutores identificados na lista da DGEG acima referida é apresentada no Quadro 4-41.

No Anexo II deste documento é apresentada a repartição do financiamento da tarifa social de 2021 por centro electroprodutor.

⁶⁰ Recebeu-se informação equivalente para os anos de 2015, 2016 e 2017.

**Quadro 4-39 - Financiamento da tarifa social referente a 2021
pelos produtores em regime ordinário⁶¹**

	Tarifa Social 2021		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10^3 EUR
EDP Produção	8 240,3	72,6%	91 759,0
Centrais com CMEC	2 380,5	21,0%	26 508,0
Restantes centrais	5 859,8	51,6%	65 251,0
Elecgás	845,0	7,4%	9 409,5
Restantes centrais	845,0	7,4%	9 409,5
Tejo Energia	615,2	5,4%	6 850,5
Centrais com CAE	615,2	5,4%	6 850,5
Turbogás	1 057,1	9,3%	11 771,3
Centrais com CAE	1 057,1	9,3%	11 771,3
Hidroelétrica do Guadiana	507,3	4,5%	5 649,0
Restantes centrais	507,3	4,5%	5 649,0
Green Vouga	74,7	0,7%	831,8
Restantes centrais	74,7	0,7%	831,8
Pebble Hydro	9,6	0,1%	106,9
Restantes centrais	9,6	0,1%	106,9
Total	11 349,2	100,0%	126 378,0
Centrais com CMEC	2 380,5	21,0%	26 508,0
Centrais com CAE	1 672,3	14,7%	18 621,8
Centrais com GP	0,0	0,0%	0,0
Restantes centrais	7 296,4	64,3%	81 248,2

Fonte: ERSE, DGEG

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

⁶¹ Ver nota de rodapé anterior.

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 2019 foram incluídas nove mensalidades e as restantes três serão recuperadas em 2020 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%.

Não tendo havido revisão do quadro legal aplicável no sentido de aproximar a taxa de capitalização a utilizar no cálculo da renda do ajustamento final à taxa utilizada para descontar os *cash flows* do ajustamento final (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 resultado 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, consequentemente, 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 alisamento⁶².

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.

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

⁶² Nestas parcelas não se incluem os ajustamentos de faturação que pretendem compensar desvios de faturação ocorridos.

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.

Em tarifas de 2021, a parcela de acerto dos CMEC inclui ainda a regularização dos montantes relativos aos desvios de faturação da parcela de acerto decorrentes do respetivo recálculo desde tarifas de 2017. Considerou-se em proveitos um montante de cerca de 819 mil euros a devolver ao sistema, que corresponde ao somatório dos montantes anuais a regularizar com a respetiva atualização financeira face ao ano em que o valor foi considerado em tarifas.

Esta regularização, ou seja, o acerto posterior relativo à parcela de acerto segue o entendimento sufragado pelo Parecer n.º 17/2020 do Conselho Consultivo da PGR segundo o qual: *"os atos homologatórios dos ajustamentos anuais inserem-se num procedimento faseado de apuramento progressivo do valor total das compensações CMEC, que anualmente vai sendo afinado, até se alcançar um valor final, pelo que cada um dos atos de revisibilidade anual apenas atribui o direito aos produtores de haverem o valor da parcela do"*

acerto no prazo máximo de 90 dias após o termo de cada ano civil e durante o período de 12 meses seguintes (artigo 11.º, n.º 8, do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro), não conferindo qualquer definitividade ao ajustamento operado no quantum das compensações CMEC, o qual pode ser alterado, para mais ou para menos, nas revisões seguintes”.

CUSTO TOTAL COM OS CMEC

Evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2021:

- parcela fixa que inclui (i) a renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC e (ii) os respetivos desvios de faturaçāo;
- 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, (iii) reversão do montante dos serviços de sistema, (iv) regularização dos montantes relativos aos desvios de faturaçāo da parcela de acerto e (v) os desvios de faturaçāo de 2019 e de 2020.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2021 ascende a cerca de -73 713 milhares de euros e é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-40 - Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2021

		Unidade: 10 ³ EUR
		Ano 2021
Parcela Fixa		
Renda anual - valor inicial		67 532
Desvios faturação		-3 360
Parcela de Acerto		
Devolução de valores do passado		-86 480
Reversão serviços sistema		-72 900
Regularização ajustamento parcela acerto		-819
Renda anual - ajustamento final		18 948
Desvios faturação		3 268
Parcela de alisamento		
Desvios de faturação t-1 - parcela fixa		-14 876
Desvios de faturação t-1 - parcela acerto		14 975
Total		-73 713

Apresenta-se de seguida um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC⁶³ considerados em tarifas de 2021, bem como os montantes previstos reconhecer até às tarifas de 2027⁶⁴.

Quadro 4-41 - Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

	Valores previstos				
	T2021	T2022	T2023	...	T2027
Parcela fixa - renda valor inicial CMEC	67,5	67,5	67,5	...	67,5
Parcela de acerto - Devolução de valores do passado	-86,5	-21,9		...	
Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC	18,9	18,9	18,9	...	18,9
Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1				...	
Total	0,0	64,6	86,5	...	86,5

⁶³ Nesta análise não foram incluídas as rubricas relativas aos desvios de faturação e aos juros da revisibilidade de 2012 diferida.

⁶⁴ 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 no artigo 96.º e no artigo 99.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-42 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

			Unidade: 10 ³ EUR	
			T2020	T2021
A (+) (+)	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS		1 913 903	2 013 356
	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema		603 300	614 691
	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial		1 260 164	1 367 870
	Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006		832 877	912 688
			427 287	455 183
			-433	-73 713
	CMEC		67 441	64 172
	PF _{CMEC,t}	Parcela Fixa dos CMEC	67 532	67 532
		Renda anual - valor inicial	-91	-3 360
		Ajustamentos		
		Ajustamento da parcela fixa decorrente da alteração tx juro		
	PA _{CMEC,t}	Parcela de Acerto dos CMEC	-67 603	-137 983
		Devolução de valores do passado	-86 480	-86 480
		Reversão serviços sistema	0	-72 900
		Regularização ajustamento parcela acerto	0	-819
		Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948
		Ajustamentos	-71	3 268
	CP _{CMEC,t}	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÂ _{CMEC,t}	Componente de alisamento dos CMEC	-271	98
		Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-10 496	-14 876
		Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	10 225	14 975
		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		
			7 818	-21 657
		Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	64 892	86 415
		Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-69 128	-47 410
		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	34 606	34 597
		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	99 414	99 227
		Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e BTE	-4 070	-1 309
		em NT	-568	-43
		em BTE	-697	-47
		em BT	-2 805	-1 219
		Sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de Setembro	-2 132	-2 255
B	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT		277 457	284 055
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica		273 850	286 446
(-)	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		-3 607	2 390
C	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC		1 297	1 189
(+)	Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da actividade OLMC		1 215	1 225
(-)	Diferença entre os valores facturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2		-82	36
C	A + B	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	2 192 657	2 298 601
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-102 623	-119 444

4.4.1.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com os artigos 97.º, 100.º e 101.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2019 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 2019.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2021, 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 2021 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 2021 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 2021 são calculadas por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2019, 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 2020, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 4-43 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

		Unidade: 10 ³ EUR
		2019
		10³ EUR
A = a + b + c + d + e + f + g + h + i - j	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS	1 699 105
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	592 496
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 015 944
(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	552 167
(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	463 777
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-103 743
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	CMEC	140
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	79 626
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	-79 046
(5)	Componente de alisamento dos CMEC	-440
g	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	165 043
	Custos no âmbito da sustentabilidade mercados	30 984
	Custos ou proveitos alínea a) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	34 575
	Custos ou proveitos alínea b) art 2º DL 165/2008, 21 Agosto	99 484
h	Diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do comercializador de último recurso a repercutir na parcela IV da tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição	-8 327
	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	-147
	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	-352
	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	-7 827
i	Sobreproveito Tarifas transitórias	-1 956
j	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	-39 509
B	Proveitos facturados pela E-Redes por aplicação da UGS	1 677 125
C	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	-432
D= [B] - [A] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	-21 548
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	-21 657
F = k - l	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	259 308
k	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	254 441
l	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	-4 867
G	Proveitos facturados pela E-Redes por aplicação da URT	261 686
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	2 378
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	2 390
F = k - l	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC	1 223
k	Proveitos permitidos ao OLMC no âmbito da actividade OLMC	1 223
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	0
G	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da TOLMC	1 258
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TOLMC pelo ORD	35
I= [[H x (1+i_{t-2}^D)x (1+i_{t-1}^D)]]	Ajustamento em 2020, dos proveitos da tarifa de OLMC facturados em t-2	36
i _{t-2} ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	0,283%
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	0,222%

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

O ajustamento definitivo dos custos com a tarifa social do ano 2018 não foi efetuado no exercício tarifário de 2020, porque até à data de publicação das tarifas para esse ano não foi recebida a informação consistente da DGEG necessária para a repartição do financiamento entre os produtores, motivo pelo qual este ajustamento foi adiado para um momento posterior.

Por ofício de 13 de fevereiro de 2020, a ERSE recebeu a lista reformulada e atualizada relativamente aos produtores que financiam a tarifa social e respetivas potências, e cuja informação é referente a 2018, 2019, 2020 e 2021⁶⁵. Desta forma, no atual exercício tarifário para o ano de 2021 foi possível calcular os ajustamentos definitivos do financiamento da tarifa social por cada produtor referentes a 2018.

Deste modo, o ajustamento definitivo de 2018, calculado para 2021, é obtido através do ajustamento atualizado para 2020 (determinado de igual forma se tivesse sido calculado no exercício tarifário de 2020), e aplicado uma taxa EURIBOR a 12 meses em 2020 até 15 de novembro de 2020, acrescida de um spread de 0,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 817 mil euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-44 - Ajustamento da Tarifa Social de 2018

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
A	Montante transferido pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2018	81 597
B	Desconto concedido pelo ORD no ano 2018	95 443
C	Desvio em 2020 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	-13 846
D	Ajustamento estimado em 2019 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-1	-14 705
i ₂₀₁₈	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2018 acrescida de spread	0,327%
i ₂₀₁₉	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%
[(C) * (1+i₂₀₁₈) * (1+i₂₀₁₉) - D * (1+i₂₀₁₉)]	Ajustamento em 2020 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2	816
i ₂₀₂₀	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de setembro de 2020 acrescida de spread	0,222%
([(C) * (1+i₂₀₁₈) * (1+i₂₀₁₉) - D * (1+i₂₀₁₉)] * i₂₀₂₀)	Ajustamento em 2021 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-3	817

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

⁶⁵ Recebeu-se informação equivalente para 2015, 2016 e 2017

da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2019 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2019.

Este montante é atualizado para 2020 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2019 acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2020, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -3 757 mil euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-45 - Ajustamento da Tarifa Social de 2019

		Unidade: 10 ³ EUR
		2019
A	Montante transferido pelo ORT do valor previsto da tarifa social em t-2	103 743
B	Desconto concedido pelo ORD no ano t-2	104 175
C	Desvio em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	-432
D	Ajustamento estimado em t-1 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-2	3 316
i _{t-2}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	0,283%
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	0,222%
$[(C) * (1+i_{t-1}) * (1+i_{t-2})] - D$	Ajustamento em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2	-3 757

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 -9,921 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-46 - Ajustamento da Tarifa Social de 2020

		Unidade: 10 ³ EUR
		2020
A	Montante estimado a transferir pelo ORT do valor previsto da tarifa social em t-1	102 623
B	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano t-1	112 522
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	0,222%
$(A - B) * (1+i_{t-1})$	Ajustamento em t por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-1	-9 921

Nota: Os custos com a tarifa social estimados pela E-Redes para 2020 foram deduzidos do montante a devolver pela Goldenergy, no âmbito do processo de contraordenação da ERSE n.º 5/2017.

No que respeita ao financiamento da tarifa social do ano 2018, 2019 e 2020, os ajustamentos dos montantes financiados por empresa são apresentados nos quadros seguintes. Estes quadros englobam os ajustamentos da tarifa social referentes a 2018, 2019 e 2020 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Para este efeito, a ERSE considerou a informação sobre as potências instaladas dos centros electroprodutores, bem como os respetivos titulares, indicadas no ofício da DGEG de 13 de fevereiro de 2020 que se espelha no Anexo I deste documento.

No Anexo II deste documento são apresentados os ajustamentos do financiamento da tarifa social de 2018, 2019 e 2020 por centro electroprodutor.

Adicionalmente, neste exercício tarifário foi introduzido nos fluxos financeiros da tarifa social a entrega de 2985,31 euros aos produtores. Este montante, que inclui juros, foi entregue pelo comercializador Goldenergy à E-Redes no âmbito do processo de contraordenação da ERSE n.º 5/2017. Por decisão da ERSE foi utilizado o ajustamento de 2018 do financiamento da tarifa social para proceder à devolução deste montante aos produtores, por ser o ano mais próximo dos anos em que os produtores contribuíram para os descontos em causa, cujo ajustamento está a ser realizado neste exercício tarifário. Essa relativa proximidade temporal permite devolver este montante aos produtores que contribuíram para esses descontos.

**Quadro 4-47 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2018
por produtores em regime ordinário⁶⁶**

	Tarifas 2018		Real 2018		Ajustamento de 2018 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2018 em T2019	Ajustamento definitivo de 2018 em T2021
	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa				
	MW	%	10 ³ EUR	MW	%	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR
EDP Produção	9 419,1	74,9%	62 668,2	9 445,0	74,6%	78 432,2	15 764,1	146,4
Centrais com CMEC	2 511,5	20,0%	16 710,0	2 512,5	19,8%	20 864,1	4 154,0	38,6
Centrais com GP	3 589,0	28,5%	23 878,6	1 482,0	11,7%	12 306,7	-11 571,9	-107,5
Restantes centrais	3 318,6	26,4%	22 079,5	5 450,5	43,0%	45 261,5	23 182,0	215,3
Elecgás	845,0	6,7%	5 622,3	845,0	6,7%	7 017,0	1 394,7	13,0
Centrais com GP	845,0	6,7%	5 622,3	0,0	0,0%	0,0	-5 622,3	-52,2
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	845,0	6,7%	7 017,0	7 017,0	65,2
Tejo Energia	615,0	4,9%	4 091,8	615,2	4,9%	5 108,7	1 016,9	9,4
Centrais com CAE	615,0	4,9%	4 091,8	615,2	4,9%	5 108,7	1 016,9	9,4
Turbogás	1 057,1	8,4%	7 033,3	1 057,0	8,3%	8 777,4	1 744,1	16,2
Centrais com CAE	1 057,1	8,4%	7 033,3	1 057,0	8,3%	8 777,4	1 744,1	16,2
Hidroelétrica do Guadiana	507,4	4,0%	3 375,9	507,5	4,0%	4 214,3	838,4	7,8
Centrais com GP	257,4	2,0%	1 712,6	257,4	2,0%	2 137,5	424,9	3,9
Restantes centrais	250,0	2,0%	1 663,3	250,1	2,0%	2 076,9	413,5	3,8
Green Vouga	74,7	0,6%	497,0	74,7	0,6%	620,3	123,3	1,1
Centrais com GP	74,7	0,6%	497,0	74,7	0,6%	620,3	123,3	1,1
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0
Pebble Hydro	33,2	0,3%	220,7	69,0	0,5%	573,0	352,3	3,3
Restantes centrais	33,2	0,3%	220,7	69,0	0,5%	573,0	352,3	3,3
EH Alto Tâmega e Barroso	11,8	0,1%	78,6	11,5	0,1%	95,5	16,9	0,2
Restantes centrais	11,8	0,1%	78,6	11,5	0,1%	95,5	16,9	0,2
Município Ribeira de Pena	10,5	0,1%	69,8	10,5	0,1%	87,2	17,4	0,2
Restantes centrais	10,5	0,1%	69,8	10,5	0,1%	87,2	17,4	0,2
Energias Hidroeléctricas	0,0	0,0%	0,0	9,1	0,1%	75,6	75,6	0,7
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	9,1	0,1%	75,6	75,6	0,7
HDR Hidroelétrica	9,8	0,1%	65,2	9,8	0,1%	81,4	16,2	0,2
Restantes centrais	9,8	0,1%	65,2	9,8	0,1%	81,4	16,2	0,2
Hydrocontracting Portugal	0,0	0,0%	0,0	12,6	0,1%	104,6	104,6	1,0
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	12,6	0,1%	104,6	104,6	1,0
Total	12 583,6	100,0%	83 722,8	12 666,9	100,0%	105 187,2	21 464,4	199,3
Centrais com CMEC	2 511,5	20,0%	16 710,0	2 512,5	19,8%	20 864,1	4 154,0	38,6
Centrais com CAE	1 672,1	13,3%	11 125,1	1 672,2	13,2%	13 886,1	2 761,0	25,6
Centrais com GP	4 766,1	37,9%	31 710,5	1 814,1	14,3%	15 064,5	-16 646,0	-154,6
Restantes centrais	3 633,9	28,9%	24 177,2	6 668,1	52,6%	55 372,6	31 195,4	289,7

Notas: 1) Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelos produtores.

2) Os valores apresentados assumem a concretização dos pagamentos consagrados nas decisões tarifárias anteriores.

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

⁶⁶ De acordo com o número 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, 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 numero 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.

**Quadro 4-48 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2019
por produtores em regime ordinário⁶⁷**

	Tarifas 2019		Real 2019		Ajustamento de 2019 sem juros	Juros	Ajustamento de 2019 com juros	Ajustamento provisório de 2019 em T2020	Ajustamento definitivo de 2019 em T2021
	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa					
	MW	%	10 ³ EUR	MW	%	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR
EDP Produção	9 503,7	75,0%	82 237,9	9 445,0	75,2%	82 950,0	712,0	3,6	715,6
Centrais com CMEC	2 594,3	20,5%	22 449,1	2 512,5	20,0%	22 065,8	-383,3	-1,9	-385,2
Centrais com GP	3 584,6	28,3%	31 018,4	1 482,0	11,8%	13 015,5	-18 002,9	-90,9	-18 093,8
Restantes centrais	3 324,8	26,2%	28 770,4	5 450,5	43,4%	47 868,6	19 098,2	96,5	19 194,6
Elecgás	845,0	6,7%	7 312,0	845,0	6,7%	7 421,1	109,2	0,6	109,7
Centrais com GP	845,0	6,7%	7 312,0	0,0	0,0%	0,0	-7 312,0	-36,9	-7 348,9
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	845,0	6,7%	7 421,1	7 421,1	37,5	7 458,6
Tejo Energia	615,2	4,9%	5 323,5	615,2	4,9%	5 402,9	79,5	0,4	79,9
Centrais com CAE	615,2	4,9%	5 323,5	615,2	4,9%	5 402,9	79,5	0,4	79,9
Turbogás	1 057,1	8,3%	9 147,5	1 057,1	8,4%	9 283,9	136,4	0,7	137,1
Centrais com CAE	1 057,1	8,3%	9 147,5	1 057,1	8,4%	9 283,9	136,4	0,7	137,1
Hidroelétrica do Guadiana	528,5	4,2%	4 573,2	507,3	4,0%	4 455,3	-117,9	-0,6	-118,5
Centrais com GP	259,2	2,0%	2 242,9	257,2	2,0%	2 258,8	15,9	0,1	16,0
Restantes centrais	269,3	2,1%	2 330,3	250,1	2,0%	2 196,5	-133,8	-0,7	-134,5
Green Vouga	74,7	0,6%	646,4	74,7	0,6%	656,0	9,6	0,0	9,7
Centrais com GP	74,7	0,6%	646,4	74,7	0,6%	656,0	9,6	0,0	9,7
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0
Pebble Hydro	19,8	0,2%	171,6	9,6	0,1%	84,3	-87,3	-0,4	-87,7
Restantes centrais	19,8	0,2%	171,6	9,6	0,1%	84,3	-87,3	-0,4	-87,7
EH Alto Tâmega e Barroso	11,5	0,1%	99,5	0,0	0,0%	0,0	-99,5	-0,5	-100,0
Restantes centrais	11,5	0,1%	99,5	0,0	0,0%	0,0	-99,5	-0,5	-100,0
Município Ribeira de Pena	10,4	0,1%	89,8	0,0	0,0%	0,0	-89,8	-0,5	-90,3
Restantes centrais	10,4	0,1%	89,8	0,0	0,0%	0,0	-89,8	-0,5	-90,3
Energias Hidroeléctricas	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0
HDR Hidroelétrica	10,1	0,1%	87,2	0,0	0,0%	0,0	-87,2	-0,4	-87,7
Restantes centrais	10,1	0,1%	87,2	0,0	0,0%	0,0	-87,2	-0,4	-87,7
Hydrocontracting Portugal	0,0	0,0%	0,0	12,6	0,1%	110,7	110,7	0,6	111,2
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	12,6	0,1%	110,7	110,7	0,6	111,2
Total	12 676,0	100,0%	109 688,7	12 566,5	100,0%	110 364,3	675,6	3,4	679,0
Centrais com CMEC	2 594,3	20,5%	22 449,1	2 512,5	20,0%	22 065,8	-383,3	-1,9	-385,2
Centrais com CAE	1 672,3	13,2%	14 471,0	1 672,3	13,3%	14 686,8	215,9	1,1	216,9
Centrais com GP	4 763,5	37,6%	41 219,7	1 813,9	14,4%	15 930,4	-25 289,3	-127,7	-25 417,0
Restantes centrais	3 645,9	28,8%	31 548,9	6 567,8	52,3%	57 681,2	26 132,3	132,0	26 264,3

Notas: 1) Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelos produtores.

2) Os valores apresentados assumem a concretização dos pagamentos consagrados nas decisões tarifárias anteriores.

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

⁶⁷ De acordo com o número 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, 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 numero 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.

**Quadro 4-49 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2020
por produtores em regime ordinário⁶⁸**

	Tarifas 2020			Estimativa 2020			Ajustamento provisório de 2020 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2020 com juros
	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa					
	MW	%	10 ³ EUR	MW	%	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR
EDP Produção	9 605,9	75,8%	82 532,5	9 445,0	75,2%	89 141,2	6 608,7	14,7	6 623,4
Centrais com CMEC	2 630,3	20,8%	22 599,2	2 512,5	20,0%	23 712,8	1 113,6	2,5	1 116,1
Centrais com GP	1 556,7	12,3%	13 374,9	0,0	0,0%	0,0	-13 374,9	-29,7	-13 404,6
Restantes centrais	5 418,9	42,8%	46 558,4	6 932,5	55,2%	65 428,4	18 870,0	41,8	18 911,9
Elecgás	845,0	6,7%	7 260,1	845,0	6,7%	7 975,1	714,9	1,6	716,5
Centrais com GP	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0%	0,0	0,0	0,0	0,0
Restantes centrais	845,0	6,7%	7 260,1	845,0	6,7%	7 975,1	714,9	1,6	716,5
Tejo Energia	615,2	4,9%	5 285,7	615,2	4,9%	5 806,2	520,5	1,2	521,7
Centrais com CAE	615,2	4,9%	5 285,7	615,2	4,9%	5 806,2	520,5	1,2	521,7
Turbogás	1 057,1	8,3%	9 082,5	1 057,1	8,4%	9 976,8	894,4	2,0	896,4
Centrais com CAE	1 057,1	8,3%	9 082,5	1 057,1	8,4%	9 976,8	894,4	2,0	896,4
Hidroelétrica do Guadiana	528,5	4,2%	4 540,8	507,3	4,0%	4 787,9	247,1	0,5	247,6
Centrais com GP	259,2	2,0%	2 227,0	0,0	0,0%	0,0	-2 227,0	-4,9	-2 231,9
Restantes centrais	269,3	2,1%	2 313,8	507,3	4,0%	4 787,9	2 474,1	5,5	2 479,6
Green Vouga	0,0	0,0%	0,0	74,7	0,6%	705,0	705,0	1,6	706,6
Centrais com GP	0,0	0,0%	0,0	74,7	0,6%	705,0	705,0	0,0	0,0
Restantes centrais	0,0	0,0%	0,0	74,7	0,6%	705,0	705,0	1,6	706,6
Pebble Hydro	9,6	0,1%	82,5	9,6	0,1%	90,6	8,1	0,0	8,1
Restantes centrais	9,6	0,1%	82,5	9,6	0,1%	90,6	8,1	0,0	8,1
Hydrocontracting Portugal	12,6	0,1%	108,3	0,0	0,0%	0,0	-108,3	-0,2	-108,5
Restantes centrais	12,6	0,1%	108,3	0,0	0,0%	0,0	-108,3	-0,2	-108,5
Total	12 673,9	100,0%	108 892,3	12 553,9	100,0%	118 482,8	9 590,5	21,3	9 611,7
Centrais com CMEC	2 630,3	20,8%	22 599,2	2 512,5	20,0%	23 712,8	1 113,6	2,5	1 116,1
Centrais com CAE	1 672,3	13,2%	14 368,2	1 672,3	13,3%	15 783,0	1 414,9	3,1	1 418,0
Centrais com GP	1 815,9	14,3%	15 602,0	0,0	0,0%	0,0	-15 602,0	-34,6	-15 636,6
Restantes centrais	6 555,4	51,7%	56 323,1	8 369,1	66,7%	78 987,0	22 663,9	50,3	22 714,2

Notas: 1) Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelos produtores.

2) Os valores apresentados assumem a concretização dos pagamentos consagrados nas decisões tarifárias anteriores.

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

⁶⁸ De acordo com o número 1 do artigo 4º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, alterado pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, e pela Lei nº 7-A/2016, de 30 de março, que aprova o Orçamento do Estado para o ano de 2016, 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 numero 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 18º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

4.4.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

4.4.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

A atividade de distribuição 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)⁶⁹, sem prejudicar o necessário investimento, pelo que a partir do período regulatório 2012-2014 a metodologia do tipo *price cap* passou a ser aplicada apenas ao OPEX, sendo os custos com capital⁷⁰ (CAPEX) analisados separadamente. No atual período de regulação, foi introduzida uma metodologia do tipo *price cap* aplicada ao TOTEX na BT, mantendo-se a metodologia em vigor no anterior período regulatório na AT/MT.

Para além dos proveitos calculados com base nos parâmetros fixados para o atual 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, foram igualmente considerados como proveitos fora da base de custos os montantes associados à renda com ganhos e perdas atuariais.

Foram ainda incluídos, na rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência, uma devolução de proveitos associada a não conformidades detetadas na auditoria aos ativos em BT de 2017 e a devolução de metade das mais-valias líquidas obtidas com a alienação de imóveis entre 2009 e 2018.

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.

Adicionalmente, a atividade de distribuição de energia elétrica contempla um mecanismo de incentivo ao investimento em rede inteligente calculado com base em valores de investimentos reais e auditados e tendo em conta os benefícios para o sistema decorrente daquele tipo de investimentos. Este mecanismo de incentivo às redes inteligentes constitui uma rubrica autónoma dos proveitos desta atividade.

⁶⁹ De uma forma simplista, corresponde aos gastos operacionais deduzido das amortizações.

⁷⁰ Corresponde á remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

Com a publicação do Regulamento ERSE n.º 610/2019, de 2 de agosto, a atividade de distribuição de energia elétrica passou ainda a contemplar um incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). Contudo, tendo em conta a informação disponibilizada pelo operador, até ao final de 2019 não houve instalações a cumprirem as regras de acesso a este incentivo, pelo que não se consideram quaisquer valores nos proveitos permitidos (na componente ajustamentos) desta atividade para 2021.

Finalmente no que diz respeito aos investimentos na rede presencial exclusiva da E-Redes realizado em 2019 e previsto realizar em 2020 e 2021, importa salientar que o tratamento regulatório aplicado assegura a neutralidade de custos desses investimentos para efeitos tarifários.

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 258,2 milhões de euros.

- Planos de reestruturação de efetivos

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia⁷¹, 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 2021 foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2019. De assinalar que os valores apresentados dizem respeito à totalidade do plano, independentemente da empresa onde está registado, ou seja, E-Redes ou SU Eletricidade. De salientar também que a partir de 2009, o ativo regulatório que se encontrava na SU Eletricidade foi transferido para a E-Redes.

⁷¹ 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 2021 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 4-50 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR

	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 s/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 s/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Valores por recuperar	Anuidades	Renda anual T 2021
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	15 277	2	7 639	
Plano 2004	12 801	14 699	31 364	14 539	14 550	14 584	14 467	14 425	14 409	14 363	14 904	14 994	15 169	15 132	15 132	45 396	3	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	8 087	4	2 022	
Total a 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	68 760		24 792

O Quadro 4-51 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 9,489 milhões de euros em 2021.

Quadro 4-51 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos

	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real	2015 real	2016 real	2017 real	2018 real	2019 real	T2020	T2021
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 997	1 065	91	0	0	0
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	24 187	23 261	21 554	18 828	16 163	13 167	11 782	9 489
Total	58 735	51 510	44 482	37 633	33 432	29 712	24 552	19 893	16 255	13 167	11 782	9 489

*Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações⁷² no total de 1,523 milhões de euros.

- 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.

⁷² 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).

Para 2021 o valor a considerar é de 34,245 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

No quadro seguinte resumem-se os itens considerados nesta rúbrica, cuja justificação se detalha abaixo.

Quadro 4-52 - Outros valores não sujeitos a metas de eficiência

			T2021		
		AT/MT	BT	Total	
A	Devolução de remuneração associada a não conformidades detetadas na auditoria BT de 2017		-26	-26	
B	Devolução de mais-valias líquidas com venda de imóveis	-16 612		-16 612	
Total = A+B	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-16 612	-26	-16 638	

A. Não conformidades detetadas na auditoria aos ativos em BT

No âmbito da auditoria aos ativos em BT de 2017, foi realizada a verificação física de uma amostra de ativos. Dessa análise, resultou a identificação de não conformidades associadas a diferenças relevadas entre as quantidades constantes dos mapas de medição e as quantidades verificadas fisicamente (quando superiores a 10%), no valor bruto de 163,2 milhares de euros. Como o valor dos ativos associados a estas não conformidades estavam a ser considerados na base de ativos regulada desde 2017, procede-se agora à devolução ao sistema da remuneração auferida desde essa data. Assim, inclui-se na rúbrica de “Outros custos não sujeitos a metas de eficiência” dos proveitos de 2021 uma correção do TOTEX de 2020 e 2021, sendo os valores de 2017 a 2019 corrigidos nos ajustamentos de 2019, na parcela “ajustamentos extraordinários” (Quadro 4-54).

B. Devolução de mais-valias obtidas com a alienação de imóveis

No exercício tarifário de 2020, os proveitos da atividade de distribuição da E-Redes incluíram a devolução ao sistema de 50% das mais-valias líquidas obtidas com a venda de imóveis entre 2009 e 2018.

Em dezembro de 2019, após a prolação da decisão tarifária da ERSE relativa a 2020, o Concedente determinou por Despacho do Senhor Secretário de Estado da Energia, que mereceu expressa concordância do Senhor Ministro do Ambiente e da Ação Climática, a reversão integral para as tarifas de energia elétrica das mais valias imobiliárias realizadas pela E-Redes que resultaram das vendas, não autorizadas pelo

Concedente, realizadas durante os anos de 2009 a 2018 de imóveis que haviam sido remunerados pelas tarifas.

Esta posição do Concedente foi tomada na sequência da decisão tarifária da ERSE de 16 de dezembro de 2019 que havia decidido a devolução à tarifa de metade das mais valias líquidas realizadas pela E-Redes, que salvaguardou expressamente que era tomada “sem prejuízo de direito que caiba ao próprio do Concedente, nos termos contratuais” (cf. o. 143 do documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”, que integra a fundamentação da Diretiva n.º 3/2020).

A decisão do Concedente é válida e encontra-se a produzir efeitos, uma vez que não foi determinada a suspensão da sua eficácia. Pelo que face ao disposto na lei, bem como no contrato de concessão e ao que, inclusivamente, foi expressamente salvaguardado na própria decisão tarifária da ERSE, não só inexiste proibição de executar o ato do Concedente, como cumpre integrá-lo no processo tarifário. O que, evidentemente, não prejudica eventuais revisões que, nesta parte, possam eventualmente vir a ser determinadas em função da definição jurídica definitiva da situação por decisão judicial, nos termos gerais.

Assim, os proveitos permitidos para 2021 incluem a devolução dos restantes 50% de mais-valias líquidas.

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 102.º (para o nível de tensão de AT/MT) e no n.º 1 do artigo 103.º (para o nível de tensão de BT) do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-53 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR
	Tarifas 2020	Tarifas 2021
a = [(1)+((2)x(3))+((4)x(5)/1000)]	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	111 278
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	22 071
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	0,97676
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	45 889
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	530 95042
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 593
b = (6) + [(7)*(8)] - (9)	Custo com capital	228 711
(6)	Amortizações dos activos fixos	149 231
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 754 290
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,13%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	10 563
c	Ganhos e perdas atuariais	8 782
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	12 200
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0
f	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0
g	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-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
A = a + b + c + d + e + f + g - h	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	328 983
i = [(10)*1000*(11)+((12)*(13)+(14)*(15)+(16)*(17))/1000]	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	371 923
(10)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	1 151,83108
(11)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Taxa de remuneração (%)	5,38%
(12)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/MVA)	2175,31881
(13)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada	20 868
(14)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Km)	311,60114
(15)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede	144 032
(16)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Cliente)	35,04361
(17)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 267 821
j	Ganhos e perdas atuariais	23 743
k	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	25 954
l	Custos com rendas de concessão	263 622
m	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0
n	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0
o	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-9 852
p	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em BT	15 051
B = g + h + i + j + k + l + m + n + o - p	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	660 338
C = A + B	Total de Proveitos Permitidos	989 322
		1 006 100

Observa-se, no Quadro 4-53, um aumento dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 1,7% entre as tarifas do ano anterior e as Tarifas de 2020. De registar que a variação nos proveitos permitidos da atividade de Distribuição resulta sobretudo do incremento da parcela de outros custos não sujeitos a metas de eficiência e dos ajustamentos. Registe-se que no ano anterior, a parcela de outros custos incluía montantes a devolver às tarifas que não se verificaram este ano, nomeadamente associados à devolução de parte da remuneração obtida entre 2015 e 2017 com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações, e à correção extraordinária da base de custos anterior.

4.4.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2019

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 em vigor, o ajustamento dos proveitos permitidos da

atividade de Distribuição de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2019 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 2019, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O Quadro 4-54 compara os valores verificados em 2019 com os previstos no cálculo das tarifas de 2019. O desvio a repercutir nas tarifas de 2021 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2019, de 1,045 mil milhões de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1,027 mil milhões de euros, com os incentivos (-364 milhares de euros) e os acertos do CAPEX. Esta diferença é atualizada para 2021 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2019, 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 2020, acrescida de 0,50 pontos percentuais.

Quadro 4-54 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR
	2019	Tarifas 2019
a = [(1)+((2)x(3))+((4)x(5))/1000]	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	111 179
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	22 179
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/MWh)	0,98153
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	45 349
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT (€/Km)	533,54330
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 382
b = (6) + [(7)*(8)] - (9)	Custo com capital	227 416
(6)	Amortizações dos ativos fixos	147 549
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 728 280
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,13%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	8 840
c	Ganhos e perdas atuariais	8 462
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	12 761
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0
f	Incentivo ao investimento em redes inteligentes	0
g	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-871
h	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t-2 em AT/MT	-2 918
A = a + b + c + d + e + f + g - h	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em AT/MT	361 864
B	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) ⁽¹⁾	374 736
C = B - A	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	12 872
D	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	3 094
E	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-1 777
F = C - D - E	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica no ano t em AT/MT	11 555
G	Acerca do capex	10 587
H = [(F x (1+i_{t-2}^D))x (1+i_{t-1}^D)] - G	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em AT/MT	1 027
i = [(10)*1000*(11)+((12)*(13)+(14)*(15)+(16)*(17))/1000]	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	372 229
(10)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	1 157,45602
(11)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Taxa de remuneração (%)	5,38%
(12)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/MVA)	2 185,04192
(13)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada	20 757
(14)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Km)	313,12284
(15)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede	144 664
(16)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (€/Cliente)	35,21474
(17)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 226 244
k	Ganhos e perdas atuariais	22 878
l	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	26 975
m	Custos com rendas de concessão	261 129
n	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0
o	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0
p	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-13 422
i = i + j + k + l + m + n + o - p	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	665 144
J	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) ⁽¹⁾⁽²⁾	669 913
K = J - I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	4 769
L	Incentivo à redução de perdas, em BT	-1 681
M = K - L	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, no ano t em BT	6 450
N	Acerços de anos anteriores	32
O = [(M + N) x (1+i_{t-2}^D)x (1+i_{t-1}^D)]	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2, em BT	6 515
P = H + O	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica, em t-2	7 542
i _{t-2} ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	0,283%
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	0,222%

(1) Inclui devolução de compensações não pagas a clientes, de acordo com o artigo 99.º do RQS (20 milhares de euros em BT), e faturação de consumo ilícito de energia no valor de 4,3 milhões de euros.

(2) Inclui 1.250 Euros associados ao processo contraordenacional da ERSE nº 24/2018, segundo o qual a EDP Comercial deve reverter para o SEN valores de cheques não entregues a Clientes (por não terem sido reclamados).

Observa-se que os valores dos ajustamentos desta atividade decorrem, principalmente, da redução do Capex em AT/MT, da redução o TOTEX em BT e da rubrica “outros custos não sujeitos a metas de eficiência” em BT.

Estando em 2019 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 2019 (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 2019 (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;
- Outros custos aceites.

Seguidamente, é analisado, para cada um daqueles fatores, o desvio verificado em 2019.

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

O Quadro 4-55 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE em AT/MT, comparando os valores previstos em tarifas de 2019 com os valores ocorridos. Como se pode observar, no cômputo total, as diferenças não são muito significativas.

Uma vez que no atual período regulatório 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 4-55 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	2019 (1)	Tarifas 2019 (2)	Unidade: 10 ³ EUR Desvio [(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto em AT/MT			
Saldo Inicial (1)	6 267 048	6 393 846	
Investimento Directo	11 214	13 169	
Transferências para Exploração	118 707	152 316	
Reclassificações, alienações e abates	-50 961	0	
Saldo Final (2)	6 346 008	6 559 331	-3,3%
Amortização Acumulada em AT/MT			
Saldo Inicial (3)	4 021 394	4 052 977	
Amortizações do Exercício	181 334	185 300	
Regularizações	-50 128	0	
Saldo Final (4)	4 152 599	4 238 277	-2,0%
Comparticipações em AT/MT			
Saldo inicial líquido (5)	499 748	519 317	
Comparticipações do ano	16 791	24 982	
Amortização do ano	33 784	34 589	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (6)	482 755	509 710	-5,3%
Ativo líquido a remunerar em AT/MT			
Valor de 2018 (7) = (1) - (3) - (5)	1 745 906	1 821 552	-4,2%
Valor de 2019 (8) = (2) - (4) - (6)	1 710 655	1 811 344	-5,6%
Ativo líquido médio em AT/MT (9) = [(7) + (8)]/2	1 728 280	1 816 448	-4,9%

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 5,42% para a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. 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 5,13%.

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 2019 é ligeiramente inferior ao valor calculado para tarifas 2019. Esta situação é justificada pela evolução do indutor de custo de energia distribuída, conforme se observa no quadro seguinte.

Relativamente ao TOTEX em BT, o valor aceite para 2019 é ligeiramente inferior ao valor calculado para tarifas 2019. Esta situação é justificada, sobretudo, pela evolução do indutor de condições de financiamento, conforme se observa no quadro seguinte.

Quadro 4-56 - Evolução dos indutores de custos no OPEX em AT/MT e no TOTEX em BT

	2019	Tarifas 2019	Unidade: 10 ³ EUR	
			Desvio (2019 - Tarifas 2019)	%
			Valor	
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	45 349	46 376	-1 027	-2,2%
Extensão da rede (km)	83 382	83 392	-10	0,0%
Redes de BT				
Condições de financiamento (%)	5,38%	5,67%	-0,28%	-5,0%
Potência instalada (MVA)	20 757	20 589	168	0,8%
Extensão da rede (km)	144 664	143 975	689	0,5%
Clientes (número)	6 226 244	6 233 425	-7 181	-0,1%

Recorde-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, apresenta em 2019 um peso de cerca de 47% no total dos proveitos aceites pela ERSE (AT/MT e BT).

Outros custos não sujeitos a metas de eficiência

Na rúbrica 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 3,7 milhões de euros, referente à diferença entre os ganhos reais obtidos em 2019 com esta atividade e os valores considerados na base de custos definida para o atual período

regulatório, de modo a permitir a devolução integral aos clientes do SEN dos ganhos obtidos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações⁷³.

Nesta rúbrica incluiu-se também o reconhecimento fora da base de custos sujeita a metas de eficiência dos custos operacionais associados a projetos piloto sobre tarifas dinâmicas, no montante de 64 milhares euros. Entre 1 de junho de 2018 e 31 de maio de 2019, decorreu o projeto-piloto de aperfeiçoamento da Tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, nos termos das regras aprovadas pela Diretiva ERSE n.º 6/2018, de 27 de fevereiro. De acordo com o n.º 4 do artigo 9.º da referida Diretiva os custos incorridos pelo ORD em AT e MT na execução dos projetos-piloto devem ser eficientes e devidamente justificados, devendo ser apresentados e identificados no âmbito das contas reguladas, bem como considerados na avaliação de benefício-custo a apresentar à ERSE. Atendendo a que a implementação do projeto-piloto implicou a mobilização de recursos adicionais (humanos e materiais) e que o mesmo foi acompanhado de forma próxima pela ERSE através de várias reuniões e interações antes, durante e depois do projeto-piloto, a ERSE considera os custos de OPEX reportados pelo ORD em AT e MT fora da base de custos sujeitos a metas de eficiência. No caso dos investimentos em tecnologias de informação, estes estão a ser considerados na base regulatória de ativos.

O projeto-piloto tinha como objetivo o aperfeiçoamento da gestão da procura de eletricidade através de uma maior valorização da planificação e flexibilidade da procura, testando para esse efeito o impacto de alterações à estrutura tarifária vigente. A ERSE pretende divulgar em breve as conclusões deste projeto piloto, no âmbito de uma discussão mais alargada de revisão da estrutura tarifária do setor elétrico. Através desta discussão, a realizar antes da próxima revisão regulamentar do setor elétrico, pretende-se fomentar um debate alargado sobre os desafios que o setor elétrico enfrenta no contexto da transição energética, discutindo algumas alternativas em termos de estrutura tarifária para o futuro.

Ajustamento extraordinário

Esta rúbrica inclui a devolução de proveitos relativa à remuneração de 2017, 2018 e 2019 dos ativos classificados como não conformidades na auditoria aos ativos em BT de 2017 (já detalhada acima), no montante de 32 milhares de euros.

⁷³ Esta devolução já estava prevista no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico”, de dezembro de 2018.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2020 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 pela empresa, que decorre da revisão em baixa das taxas de remuneração e da alteração dos valores de amortizações e de ativo a remunerar, é de cerca de 10,6 milhões de euros, para as atividades da DEE em AT/MT, conforme apresentado no quadro seguinte.

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

Quadro 4-57 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2020 da DEE em AT/MT

		Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	Unidade: 10 ³ EUR		
			Tarifas 2020	2020 em 2020	Tarifas 2021
1		Amortizações dos activos fixos	149 231	146 436	
2		Valor médio dos activos fixos	1 754 290	1 696 760	
3		Taxa de remuneração dos activos fixos	5,13%	4,85%	
$A = 1 + 2 * 3$		Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	239 275	228 658	
$B = A_{t-1} - A_{t-1 \text{ em } t-1}$		Ajustamento AT/MT sem juros	10 616		
i_{t-1D}		Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de <i>spread</i>	0,222%		
$C = (1 + i_{t-1D}) * B$		Ajustamento AT/MT com juros	10 640		

MECANISMO DE INCENTIVO AOS INVESTIMENTOS EM REDE INTELIGENTE

O Regulamento Tarifário em vigor 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 regulatório de 2018 a 2020, 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 elétrica, 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 da atividade de DEE não incluíram qualquer montante previsional correspondente ao incentivo ao investimento em redes inteligentes do projeto OCR3.

MECANISMO DE INCENTIVO À REDUÇÃO DE PERDAS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

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

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

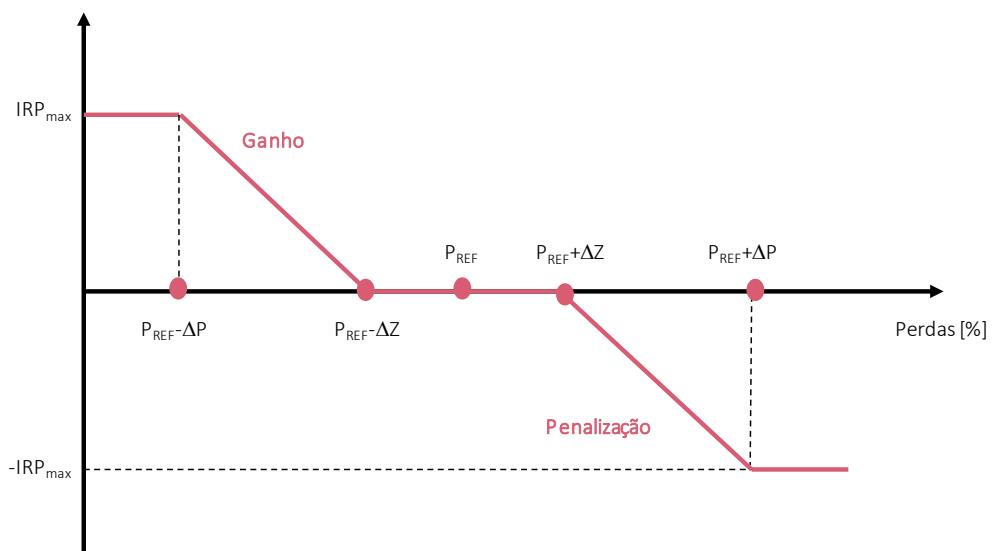
a) Aplicação do mecanismo durante o período regulatório 2018-2020

O mecanismo de incentivo em vigor durante o período regulatório 2018-2020 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).

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



b) Parâmetros do incentivo no período regulatório 2018-2020

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

- Manter inalterado para o período regulatório 2018-2020, face ao período regulatório anterior, o valor das perdas de referência, fixado em 7,80%;
- Estabelecer, para o período regulatório 2018-2020, que o parâmetro de valorização unitária das perdas, V_p , será calculado anualmente, correspondendo a um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário do ano em questão, de acordo com o proposto pelo operador da RND;
- Manter o carácter simétrico da banda morta e adotar, durante o período regulatório 2018-2020, o valor de 1,2% para 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 4-58 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020.

Quadro 4-58 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020

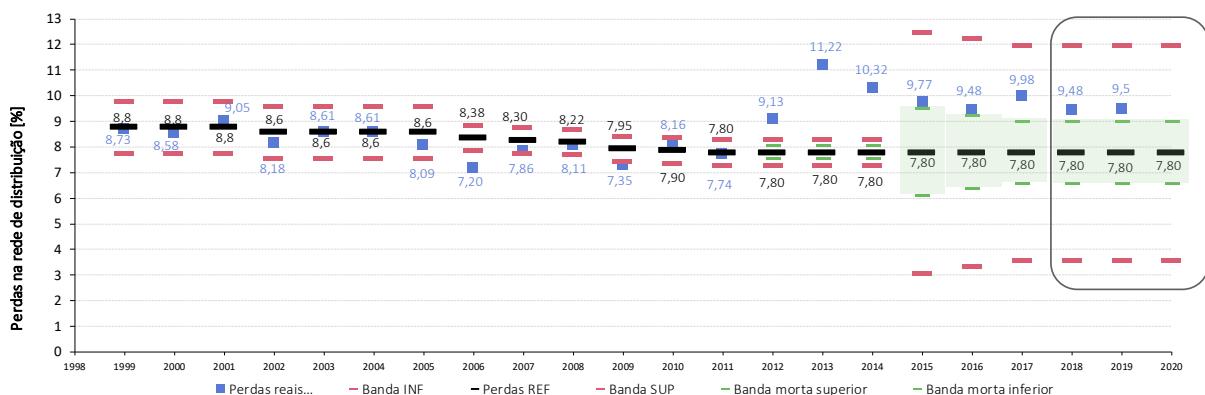
Período regulatório 2018-2020	
Valor das perdas de referência (%)	7,80
Valor de ΔZ (%)	1,20
Valor de ΔP (%)	4,20

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 2019, 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 4-59 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2019, 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 4-59 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020

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

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2019, foi utilizado um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário (47,87 EUR/MWh), que resultou no valor de 15,96 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 (9,50%) e o valor superior da banda morta (9,00%) foi de 0,50pp. Assim, o valor da penalidade é 3,458 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 1999, 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 Elétrica⁷⁴, traduzindo-se em 4,332 milhões de euros devolvidos em 2019.

Assim, o balanço de energia elétrica de 2019 integra a recuperação de 53,2 GWh de energia associada a consumo ilícito, resultado da ação do referido centro.

INCENTIVO À MELHORIA DA QUALIDADE DE SERVIÇO

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

⁷⁴ Quadro 4-54 - 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*).

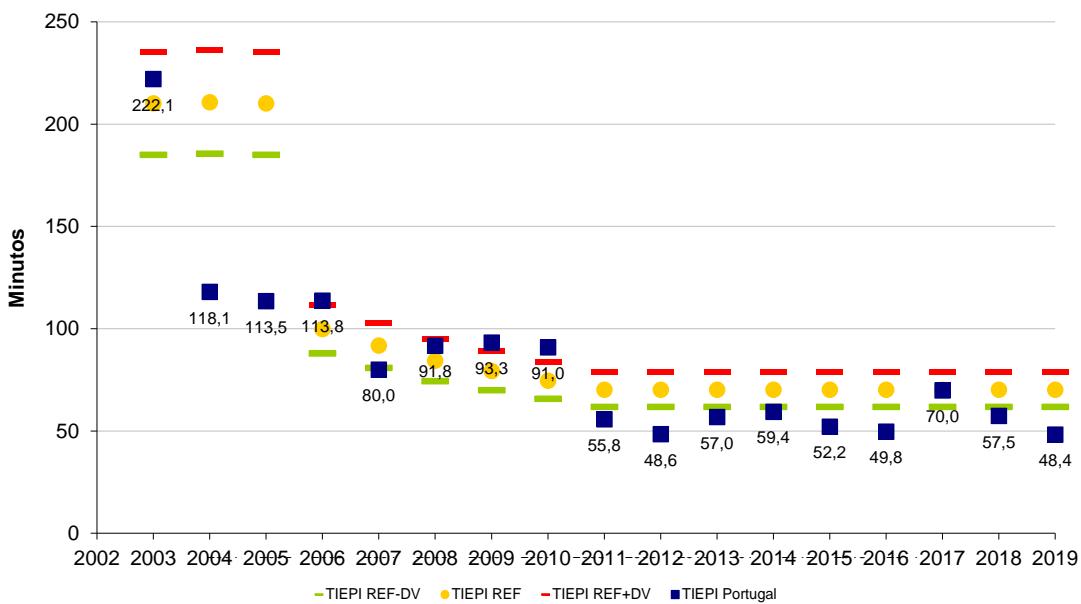
O valor da energia não distribuída é calculado através da seguinte fórmula:

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

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 2018, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2018, através da Diretiva n.º 2/2018 de 4 de janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-60.

Quadro 4-60 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2019

END _{REF}	0,000134 × ED
ΔV	0,12 × END _{REF}
VEND	3,0 EUR / kWh
RQS1max = RQS1min	4 000 000 EUR

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2019 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 4-61 apresenta o modo de determinação da *END* em 2019, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a *ED* e do valor de *TIEPI* obtido em 2019 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 4-61 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2019

Valores de energia activa 2019	Período horário - h				Valores ERSE
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
W _{RNTAT MR} : entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 599 797,81	23 118 100,54	13 461 988,35	6 622 701,04	49 802 587,75
W _{cMAT MR} : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	7 229,80	17 682,90	14 479,90	10 794,40	50 187,00
W _{cMAT ML} : vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	154 269,70	955 270,48	756 346,79	427 524,43	2 293 411,41
W _{RNTAT} =W _{RNTAT MR} .W _{cMAT MR} (MWh)	6 438 298,32	22 145 147,16	12 691 161,66	6 184 382,21	47 458 989,34
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} ×(1+g _{AT}) ⁻¹ (MWh)	6 335 660,61	21 826 480,55	12 539 434,50	6 122 544,51	46 824 120,17
W _{CAT MR} : vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
W _{CAT ML} : vendas aos clientes do mercado livre referencial de consumo (MWh)	762 125,33	3 029 996,27	2 071 358,74	1 171 621,43	7 035 101,78
W _{CAT} -W _{CAT MR} .W _{CAT ML} (MWh)	762 125,33	3 029 996,27	2 071 358,74	1 171 621,43	7 035 101,78
[W _{RNTAT} ×(1+g _{AT}) ⁻¹]-(W _{CAT}) (MWh)	5 573 535,29	18 796 484,27	10 468 075,75	4 950 923,07	39 789 018,39
ED=[(W _{RNTAT})×(1+g _{AT}) ⁻¹]-(W _{CAT}) (MWh)					39 789 018,39
TIEPI (min)					48,36
TIEPI (h)					0,81
T (h)					8 760,00
END=ED*TIEPI/T (MWh)					3 660,67

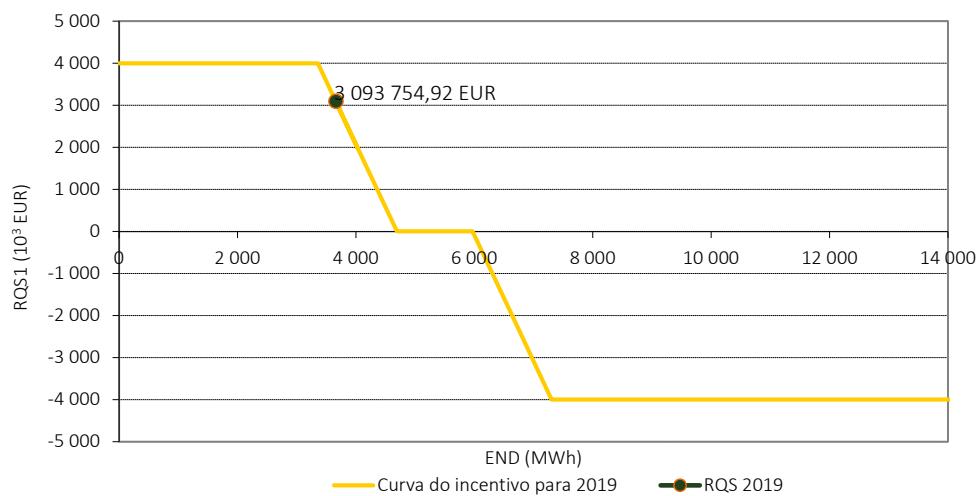
Com base no valor de *ED* em 2019 obtém-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-62.

Quadro 4-62 - Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço em 2019

END (MWh)	3 660,67
END _{REF} = 0,000134 × ED (MWh)	5 331,73
ΔV=0,12 × END _{REF} (MWh)	639,81
END _{REF} - ΔV (MWh)	4 691,92
END _{REF} + ΔV (MWh)	5 971,54

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de *END* em 2019 inferior a END_{REF} - ΔV, o valor da Componente 1 do incentivo constitui um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 3 093 754,92 euros.

A Figura 4-15 contém uma representação gráfica da Componente 1 do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para 2019, 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 2019

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 2019, publicados com as tarifas e os preços da energia elétrica para o ano de 2018, através da Diretiva n.º 2/2018 de 4 de janeiro, Diário da República (2.ª série), da ERSE, encontram-se no Quadro 4-63.

Quadro 4-63 - Parâmetros da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em 2019

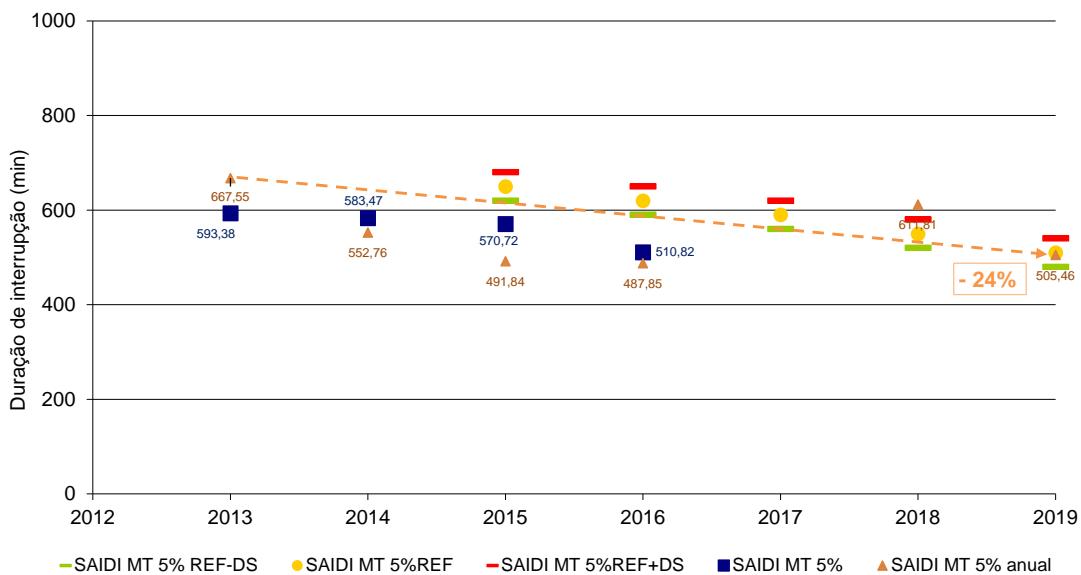
SAIDI MT 5% _{REF 2019}	(min)	510,00
ΔS	(min)	30,00
V SAIDI MT	(EUR / min)	33 333,33
RQS2max = RQS2min	(EUR)	1 000 000

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

- Consideradas todas as interrupções accidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem em instalações de clientes 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;
 - Interrupções causadas por razões de segurança;
 - Interrupções com origem na rede nacional de transporte;
- Considerados os regtos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês;
- Considerados todos os Postos de Transformação com potência superior a zero.

A Figura 4-16 apresenta a evolução do indicador do SAIDI MT 5% para os anos de 2013 a 2019, 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 2019.

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



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%₂₀₁₇; SAIDI MT 5%₂₀₁₈; SAIDI MT 5%₂₀₁₉) e

uma vez que o valor do SAIDI MT 5%₂₀₁₇ não foi ainda determinado, pelo facto de existirem dois pedidos 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 2019, a atribuir à E-Redes. Após a decisão final sobre a classificação dos eventos ocorridos em 2017 haverá lugar ao cálculo do valor deste incentivo com consequências nas tarifas subsequentes.

Montante Total do Incentivo para 2019

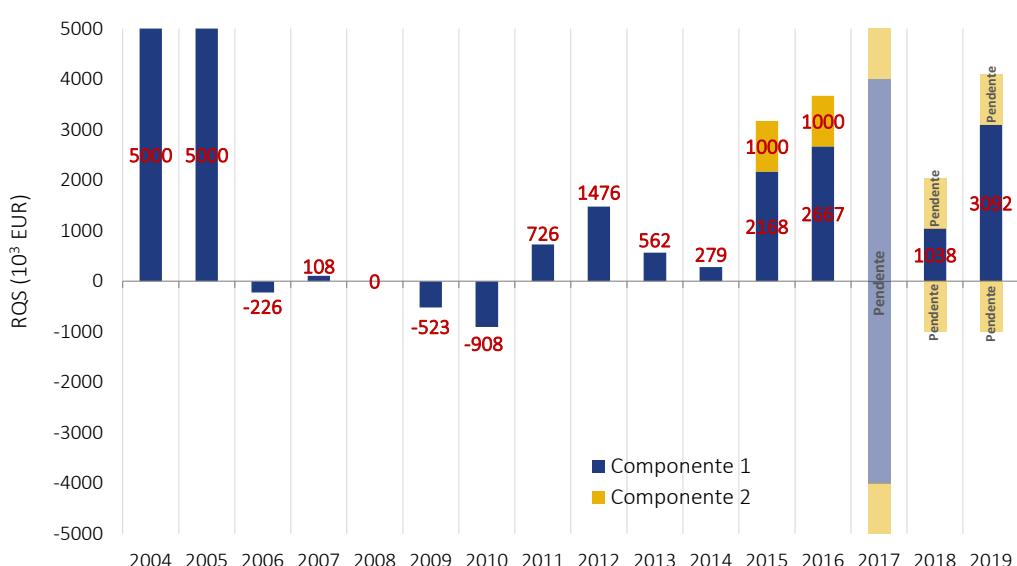
O Quadro 4-64 apresenta os valores dos montantes do incentivo à continuidade de serviço para 2019.

Quadro 4-64 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2019

Montante Componente 1 (euros)	3 093 754,92
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



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..

Na sequência deste diploma, foi constituída a EDP Serviço Universal a 1 de janeiro de 2007 por destacamento de ativos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição. Desde 15 de janeiro de 2020, a EDP Serviço Universal denomina-se 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.

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 2020 e as previsões para 2021 consideradas pela ERSE neste exercício tarifário, encontram-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”.

Quadro 4-65 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

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

No Quadro 4-66 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida previsto pela ERSE para 2021, por tecnologia, e respetivas quantidades de energia.

Quadro 4-66 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida

	Tarifas 2021				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (€/MWh)	Custo Total (10 ³ EUR)	⁽³⁾ Preço de referência p/ cálculo do diferencial de custo PRE (€/MWh)	Diferencial de custo PRE do ano (10 ³ EUR)
PRE 1 ⁽¹⁾	16 443	92,8	1 525 883		834 470
Eólicas	12 639	83,9	1 060 260	42,05	528 776
Hídricas	750	97,2	72 897	42,05	41 364
Biogás	212	114,0	24 218	42,05	15 288
Biomassa	1 295	118,5	153 471	42,05	99 010
Fotovoltaica	986	169,3	166 923	42,05	125 468
Eólica OffShore	87	132,6	11 556	42,05	7 890
Ondas	0	0,0	0	42,05	0
RSU	473	77,3	36 558	42,05	16 673
PRE 2 ⁽²⁾	6 002	85,1	511 065		258 672
Térmica - Cogeração (NFER)	3 692	78,4	289 442	42,05	134 202
Térmica - Cogeração (FER)	1 931	85,8	165 634	42,05	84 423
Micro/Mini/UPAC/UPP	379	147,7	55 989	42,05	40 047
Total da Produção em Regime Especial	22 445	90,8	2 036 948		1 093 142

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 2019, as produções estimadas para 2020 e as previstas para 2021. 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 climáticos 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 climáticos 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 produtibilidade 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.

Para 2020, 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:

- aumento da PRE Hídrica, com uma variação acumulada até novembro de 2020 de 22% face ao período homólogo de 2019, ($IPH_{Acum.Novembro2020}$ de 0,97 face a $IPH_{Acum.Novembro2019}$ de 0,65 - fonte REN), que corresponde à transição de um ano seco em 2019 para um ano médio em 2020;
- redução da PRE Eólica, atendendo a que a produção acumulada até novembro de 2020 é inferior em 12% à verificada no período homólogo de 2019, o que se deve à redução do índice de produtibilidade eólica (potência instalada em 2020 não teve alterações relevantes em relação a 2019);
- redução da PRE Fotovoltaica com remuneração garantida, com uma produção acumulada até agosto a situar-se 5% abaixo da verificada para esta tecnologia no período homólogo do ano anterior (de acordo com os dados de faturação mais recentes)⁷⁵;
- aumento da injeção na rede das tecnologias de PRE de base térmica (agregado da Cogeração, Biogás, Biomassa, Resíduos Sólidos Urbanos), cuja produção acumulada a novembro de 2020 cresceu cerca de 5% (fonte REN) face à produção do período homólogo de 2019. Este acréscimo decorre essencialmente do aumento de produção proveniente de Biomassa;

⁷⁵ De acordo com os dados disponibilizados pela REN, a produção acumulada entre janeiro e agosto de 2020, proveniente de produtores fotovoltaicos, teve um aumento de 17% em relação ao período homólogo de 2019. No entanto, esta produção refere-se à totalidade da produção a partir desta fonte renovável, que inclui produtores fotovoltaicos com remuneração garantida e produtores fotovoltaicos em regime de mercado.

- redução das injeções na rede provenientes de mini e micro produtores, que no seu total registaram um decréscimo de 9% até agosto de 2020 (de acordo com os dados de faturação mais recentes destas tecnologias);
- no caso das injeções na rede provenientes 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 2020 terá um decréscimo de 4,6% face ao ocorrido em 2019.

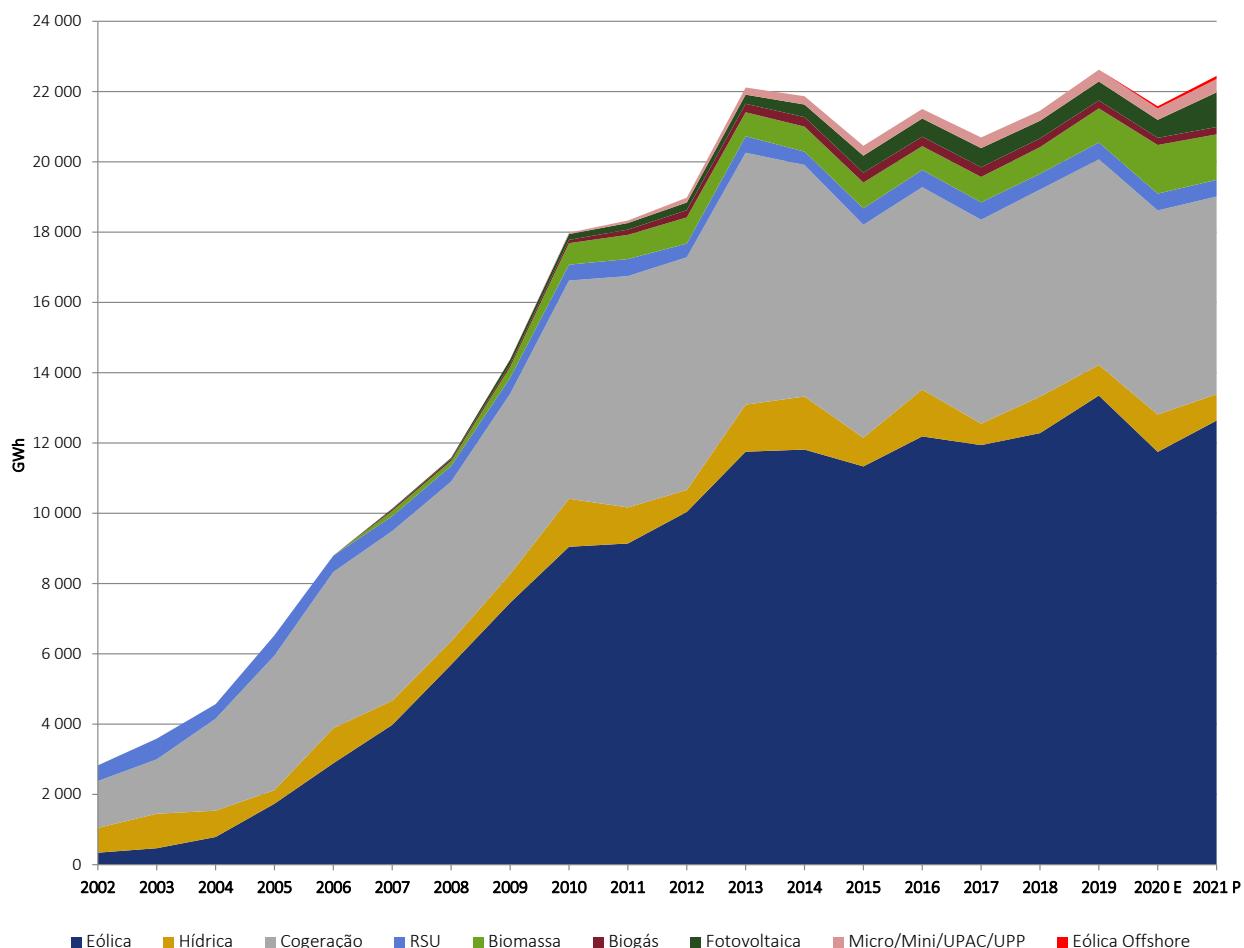
Em 2021, assumiu-se uma previsão de produção que considera a evolução da potência instalada de PRE com remuneração garantida, tendo em conta a informação previsional da SU Eletricidade, à qual é aplicado um fator de utilização médio⁷⁶. A previsão da ERSE para 2021 assume ainda que:

- na PRE Fotovoltaica aumentará gradualmente a potência instalada ao longo do ano, devido ao início de exploração de centrais cuja ligação à rede foi atribuída no leilão de solar realizado em 2019;
- as injeções na rede provenientes de unidades de produção para autoconsumo, de unidades de pequena produção e de eólica offshore são as previstas pela SU Eletricidade.

Com estes pressupostos, a previsão da ERSE resulta num acréscimo de 4,0% do total da produção em regime especial com remuneração garantida em 2021 face à estimativa da ERSE para 2020.

⁷⁶ Média dos últimos 4 anos, exceto na PRE Hídrica em que se assumiu uma série mais longa.

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



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

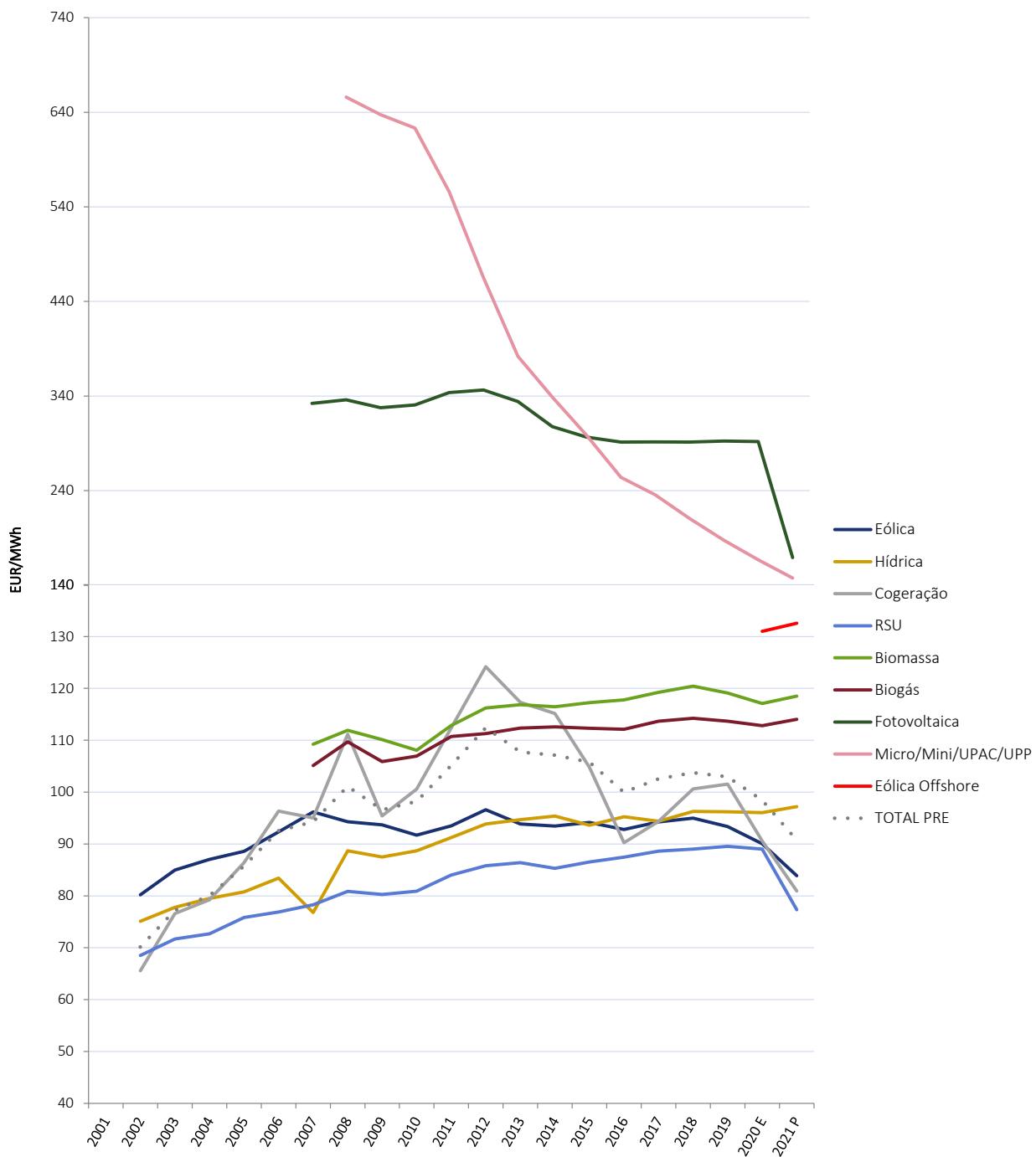
A Figura 4-19 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2002 e 2019 (valores ocorridos), a estimativa para 2020 e a previsão para 2021. Em termos unitários, o preço médio da energia proveniente de PRE com remuneração garantida apresentou, entre 2002 e 2019, uma taxa média anual de crescimento de 2,3%.

Para 2020 e 2021, este preço médio de aquisição da PRE com remuneração garantida deverá decrescer 4,4% e 7,8%, 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;

- decréscimo acentuado do preço unitário da fotovoltaica em 2021, em resultado do início de exploração de centrais cuja ligação à rede foi atribuída no leilão de solar realizado em 2019 e cuja tarifa bonificada é inferior, em mais de dez vezes, ao preço médio atual da PRE fotovoltaica;
- decréscimo do preço médio da cogeração renovável e não renovável prevista para os anos 2020 e 2021, que se deve essencialmente ao fim dos regimes bonificados anteriores ao Decreto-Lei n.º 23/2010, na sua redação atual, que ocorrerá em 2020 para a maioria dos cogeradores que ainda se encontravam no regime transitório ao abrigo deste diploma. Estes cogeradores passam para os regimes remuneratórios, previstos no Decreto-Lei n.º 23/2010, na sua redação atual, e na Portaria n.º 140/2012. Adicionalmente, a cogeração não renovável é influenciada pela redução do preço do Brent que se perspetiva para os anos de 2020 e 2021;
- prolongamento da remuneração garantida do RSU, através da Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro, que mantém 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 2020 e 2021, em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a sua remuneração (IPC sem habitação), embora o ano de 2020 seja marcado pelo fim do regime bonificado de alguns produtores, com tarifas superiores à tarifa média da tecnologia, com efeito na redução desse preço médio.

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

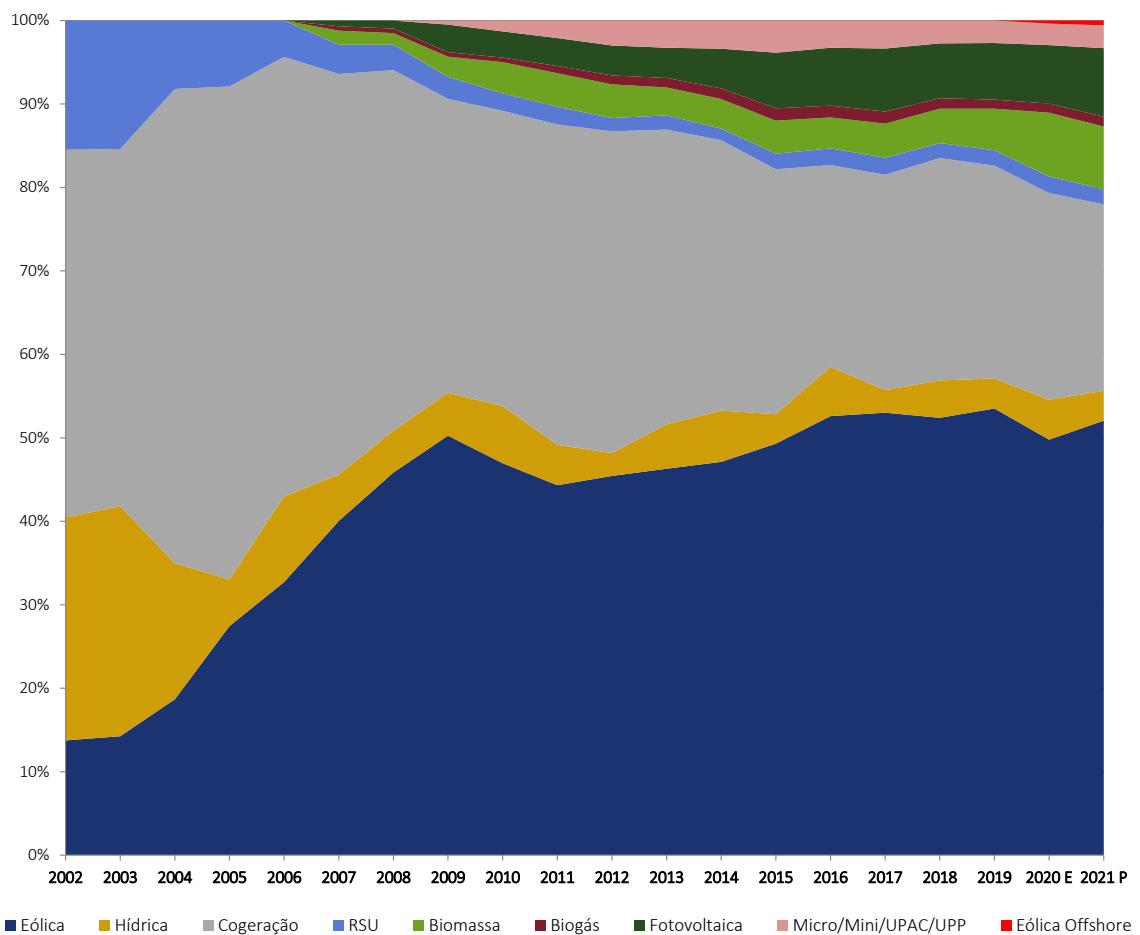


Fonte: ERSE, SU Eletricidade

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, 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 49,52€/MWh, previsto para 2021, estão apresentados no ponto 2.2.

4.5.1.2 AJUSTAMENTOS

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

1. o ajustamento provisório da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes, referente ao ano de 2020;
2. os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2019;
3. o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2019.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2019 e 2020.

Quadro 4-67 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEF FC

	Unidade 10 ³ EUR	
	T2020	T2021
A	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEF FC, referente a t-1	28 869
B	Ajustamento da tarifa de energia, relativo a t-2	35 824
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2	4 436
D = A+B+C	Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos	69 128
		47 410

Estes montantes, ao abrigo do artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor, são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição.

CUSTOS COM A FUNÇÃO DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES

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 106.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-68.

Quadro 4-68 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR	
		T2020	T2021
A	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes = (1) x (2) + (3) - (4) + (5)	173 867	122 783
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	58,45	46,14
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	2 835	2 479
3	Desvio por gestão carteira	6 272	6 893
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0	0
5	Outros custos	1 872	1 499
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	3 511	3 269
C	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, no ano t-1 a incorporar no ano t	28 869	46 741
D	Ajustamento no ano t dos custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, relativo ao ano t-2	35 824	-450
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	4 436	1 119
F	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	108 250	78 643
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados = - [(C) + (D) + (E)]	-69 128	-47 410
H	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE = (F) - (G)	177 378	126 053

Face ao aumento significativo dos investimentos estimados pela empresa para 2020 e 2021 e na ausência de mais elementos esclarecedores relativos à razoabilidade económica dos mesmos, foram aceites apenas 50% dos montantes estimados para as entradas em exploração em 2020 e 2021 na função de compra e venda para fornecimento a clientes.

Finalmente, importa referir que o tratamento regulatório aplicado aos investimentos na rede presencial exclusiva da SU Eletricidade realizado em 2019 e previsto realizar em 2020 e 2021 assegura a neutralidade de custos desses investimentos para efeitos tarifários. O mesmo procedimento foi aplicado aos investimentos associados à alteração de imagem.

AJUSTAMENTOS DE 2019

A desagregação da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica em duas funções, função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial, teve como principal vantagem a de permitir uma melhor monitorização da atividade do CUR, bem como permitir aplicar metodologias de incentivo à aquisição eficiente de energia elétrica.

Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

De acordo com o artigo 105.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2019 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 2020, é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-69 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

		Unidade 10 ³ EUR
		2019 Real
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-2	552 167
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8) - (9)]	925 454
1	Compras	1 672 082
2	Vendas	781 242
3	Outros custos	8 003
4	Custos de funcionamento	3 929
5	Ajustamento t-1	98 031
6	Ajustamento t-2	-177 245
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	280 761
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	337 293
C	Desvio do diferencial PRE ¹ , em t-2 (A) - (B)	-373 287
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	17 890
E	Desvio do diferencial PRE1, com mecanismo regulatório DL 74/2013 (C) + (D)	-355 397
F	Desvio do diferencial PRE ¹ , em t-2 atualizado para $t = C \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	-357 192
G	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1	-116 099
H	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1, atualizado para $t = E \times (1 + i_{t-1}^E)$	-116 356
I	Ajustamento do diferencial PRE ¹ , de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de $t = (D) - (F)$	-240 836
J	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1	463 777
K	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)]	496 450
9	Compras	656 542
10	Vendas	293 832
11	Outros custos	3 010
12	Custos de funcionamento	3 929
13	Ajustamento t-1	-14 531
14	Ajustamento t-2	-21 064
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	91 205
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
L	Desvio do diferencial PRE ² , em t-2 (H) - (I)	-32 673
M	Desvio do diferencial PRE ² , em t-2 atualizado para $t = J \times (1 + i_{t-2}^E) \times (1 + i_{t-1}^E)$	-32 838
N	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1	-33 326
O	Valor do ajustamento provisório calculado em t-2 e incluído nos proveitos de t-1, atualizado para $t = E \times (1 + i_{t-1}^E)$	-33 400
P	Ajustamento do diferencial PRE ² , de t-2 a recuperar nos proveitos permitidos de $t = (K) - (M)$	561
Q	Ajustamento do diferencial PRE de t-2 a repercutir nos proveitos permitidos de $t = (G) + (N)$	-240 274
i_{t-2}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,283%
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,222%

O ajustamento de 2019 dos custos da PRE a repercutir em 2021 no montante de -240,3⁷⁷ milhões de euros a devolver ao CUR, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de -390,1⁷⁸

⁷⁷ Desvio PRE¹, - 240,8 milhões de euros (linha I) + Desvio PRE², +0,5 milhões de euros (linha P).

⁷⁸ Desvio PRE¹ atualizado, -357,2 milhões de euros (linha F) + Desvio PRE² atualizado, - 32,8 milhões de euros (linha M).

milhões de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2020 (-149,8⁷⁹ milhões de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2021.

O ajustamento de 2019 dos custos da PRE resulta essencialmente: (i) das alterações ocorridas ao nível do preço médio de venda da PRE, que registou um aumento face ao previsto, acompanhado pela variação das quantidades, onde também se verificou um ligeiro aumento, (ii) do valor do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, que foi muito inferior ao previsto em tarifas para 2019 e (iii) da devolução ao CUR relativa ao montante decorrente da aplicação da Portaria n.º 69/2017 previsto em tarifas de 2019, cuja devolução por parte dos produtores não ocorreu.

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

Quadro 4-70 - Desvios custos da PRE

2019 Real	2019 Tarifas	Desvio (2019-T2019)	
		Valor	%
Quantidades (GWh)			
PRE 1	16 438	15 615	823
PRE 2	6 182	6 241	-59
Preço (€MWh)			
Margem	55,42	49,06	6,36
Preço médio de venda PRE ⁽¹⁾	47,53	56,23	-8,70
Custo médio PRE	102,94	105,29	-2,34

⁽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.

⁷⁹ Ajustamento provisório PRE ¹ atualizado, -116,4 milhões de euros (linha H) e ajustamento provisório PRE ² atualizado, -33,4 milhões de euros (linha O)

Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

De acordo com o artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2019 a repercutir nas tarifas de 2021 é de 450 milhares de euros, a devolver ao CUR, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-71.

Quadro 4-71 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2019 Real
1 = 2*3+4+5+6	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	167 402
2	Custo médio de aquisição	47,82
3	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 194
4	Desvio por gestão de carteira	12 548
5	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
6	Outros custos	2 102
7	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	2 530
A = 1+7	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	169 933
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida aditividade e sobreproveito	198 272
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em t-2	28 339
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para t = (C) x (1 + i _{t-2} ^E) x (1 + i _{t-1} ^E)	28 482
E	Desvio provisório dos ajustamentos de t-2 calculado em t-1 e atualizados para t	28 933
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em t-2 atualizado para t	-450
i _{t-2} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,283%
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,222%

Aquando da definição das tarifas para 2019, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR (sem serviços de sistema⁸⁰), 63,77 €/MWh, foi superior ao ocorrido, 47,82 €/MWh.

⁸⁰ Os custos com serviços de sistema encontram-se na rubrica “Outros custos”.

Quadro 4-72 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR

	2019P em T2019	2019
Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	61,00	47,96
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh) (EUR/MWh)	0,00	55,88
Preço médio de aquisição de energia elétrica CUR (Liq. de vendas e excl. acerto contas e serviços de sistema) (EUR/MWh)	63,77	47,82

Esta diferença do custo médio de aquisição de energia elétrica entre o valor real de 2019 e o valor implícito nas tarifas de 2019 reflete os desvios entre os valores previstos e verificados de alguns dos principais fatores explicativos apresentados no Quadro 4-73 infra

Quadro 4-73 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2019

	2019P em T2019	2019
Preço médio anual do petróleo nos mercados internacionais em EUR (EUR/bbl)	55,11	57,47
Média do preço diário do carvão API#2, em EUR (EUR/ton)	75,19	55,08
Preço médio anual das licenças de CO2 nos mercados internacionais (EUR/ton)	17,85	24,71
Energia produzida pelo total dos PRE nacionais com feed-in tariff (GWh)	21 856	22 620
Índice de produtibilidade hidroelétrica	1,00	0,81

Fonte: ERSE, Reuters, REN, EDP

A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a evolução do índice de produtibilidade 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 27% face aos valores previstos, foi outro fator que influenciou a descida do preço de eletricidade comparativamente à previsão tarifária. A relativa estabilização do petróleo, face ao valor implícito nas tarifas de 2019, foi um

fator que não teve, assim, uma influência muito significativa para o desvio do custo médio de aquisição do CUR, apresentado anteriormente.

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 em vigor. 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 2019 o desvio atualizado para 2021 atinge o montante de 1,119 milhões de euros.

Quadro 4-74 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2

		Unidade 10 ³ EUR
		2019 Real
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	495 798
1	Energia	198 272
2	Uso Global do Sistema	144 638
3	Uso da Rede de Transporte	15 572
4	Uso da Rede de Distribuição	112 213
5	OLMC	216
6	Comercialização	21 817
B	Proveitos que resultam da faturação = 1+2+3+4+5+6	492 728
C	Sobreproveito por aplicação da tarifa transitória	1 956
D	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 (A) - (B) - (C)	1 113
I_{t-2}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-2 em % acrescida de spread	0,283%
I_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,222%
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 atualizado para T = (D) x (1+ I_{t-2}^E) x (1+ I_{t-1}^E)	1 119

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020

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 4-65 é apresentada a estimativa para 2020 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 2020, 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 2021” encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2020 e previsões para 2021 consideradas pela ERSE.

Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

O desvio de 2020 a repercutir em 2021 é de -445,3 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 2020, acrescida de 0,5 pontos percentuais. O quadro seguinte apresenta o cálculo deste desvio.

Quadro 4-75 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial

		Unidade 10 ³ EUR	2020 Estim.
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em 2020	832 877	
B	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	1 208 198	
1	Compras	1 543 941	
2	Vendas	498 048	
3	Outros custos	7 721	
4	Custos de funcionamento	4 782	
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	237 233	
C	Desvio do diferencial PRE ¹ , em t-1 (A) - (B)	-375 321	
D	Desvio do diferencial PRE ¹ , em t-1 atualizado para t = C x (1 + i _{t-1} ^E)	-376 153	
9	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	26 400	
E	Desvio do diferencial PRE ¹ , em t-1 atualizado para t = C x (1 + i _{t-1} ^E)	-349 694	
F	Diferencial da PRE ² a recuperar em 2020	427 287	
G	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)]	522 645,25	
9	Compras	580 965	
10	Vendas	197 987	
11	Outros custos	2 906	
12	Custos de funcionamento	4 782	
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 impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor	0	
H	Desvio do diferencial PRE ² , em t-1 (E) - (F)	-95 358	
I	Desvio do diferencial PRE ² , em t-1 atualizado para t = G x (1 + i _{t-1} ^E)	-95 569	
J	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t [(E) + (H)]	-445 264	
it-1E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2020 acrescida de spread	0,222%	

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

- na PRE¹ estima-se que as quantidades subam ligeiramente em relação ao previsto em Tarifas 2020, ao contrário do preço de compra, onde se verifica uma ligeira redução. No entanto, o preço de venda deverá diminuir, mas de forma mais acentuada, cerca de 41%, conduzindo a uma redução do valor das vendas muito superior ao aumento do valor das compras. Aliado a esta situação surge igualmente uma estimativa em baixa do montante das medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE previstas na legislação em vigor, bem como do montante decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013;
- na PRE² estima-se que as quantidades desçam em relação ao previsto em Tarifas 2020, bem como o preço de compra. No entanto e tal como para a PRE¹, o preço de venda também deverá diminuir de forma mais acentuada, conduzindo a uma redução do valor das vendas muito superior à redução do valor das compras.

Na estimativa para 2020 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 2020 do Fundo Ambiental, no montante de 920 milhares de euros.

No que respeita aos leilões das licenças de emissão de CO₂ no ano de 2020, apesar da incerteza gerada pela crise pandémica da COVID-19, deverá ser leiloada a totalidade das licenças (cerca de 10,4 milhões), estimando-se que as transferências do Fundo Ambiental para o CUR no ano de 2020 rondem os 140 milhões de euros.

Função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

De acordo com o artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2020 a repercutir nas tarifas de 2020 é de 46,7 milhões de euros a devolver pela empresa, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-76. O apuramento deste montante decorre, em

grande parte, do facto de se estimar um custo de aquisição de energia inferior ao custo previsto nas tarifas de 2020, em cerca de 26%.

Quadro 4-76 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

		Unidade 10^3 EUR
		2020 Estim.
1 = 2*3+4+5+6	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	125 146
2	Custo médio de aquisição	43,18
3	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	2 688
4	Desvio por gestão de carteira	7 472
5	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
6	Outros custos	1 625
7	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	3 260
A = 1+7	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	128 406
B	Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais	175 044
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em t-1	46 638
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para $t = (C) \times (1 + i_{t-1}^E)$	46 741
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	0,222%

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 2021 do comercializador de último recurso é dado pela expressão do artigo 107.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula, foram considerados os valores do Quadro 4-77.

Quadro 4-77 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição

	Unidade: 10 ³ EUR	
	Tarifas 2020	Tarifas 2021
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de mudança de Comercializador, no ano t	172	158
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	142 057	140 030
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	13 658	12 690
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	98 619	90 385
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	254 506	243 263

4.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

A atividade de Comercialização tem sido regulada com base em incentivos, aplicando-se níveis de eficiência ao OPEX, acrescida da remuneração do fundo de maneio. No atual período regulatório, mantém-se a regulação por *price-cap*, sendo o número de clientes o *driver* de custos. Os parâmetros foram revistos com particular atenção, tendo em conta a intensificação da saída dos clientes para o mercado. 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 2021.

A justificação detalhada dos parâmetros a aplicar à atividade de Comercialização de Energia Elétrica encontra-se no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

4.5.3.1 PROVEITOS PERMITIDOS

O montante de proveitos permitidos à SU Eletricidade na atividade de Comercialização é dado pela expressão estabelecida no n.º 1 do artigo 109.º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-78 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização

		Unidade: 10 ³ EUR	Tarifas 2020	Tarifas 2021
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	29	29	
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (€/consumidor)	76,08447	76,71051	
3	Número de consumidores médio, em NT	344	278	
4	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	0	0	
5	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-568	-43	
6	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-6	48	
A = (1)+(2)x(3)/1000+(4)+(5)-(6)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	-506	-41	
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	-43	
C = A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	62	3	
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	45,13941	
9	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	726	564	
10	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	0	0	
11	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-697	-47	
12	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	-14	-11	
D = (7)+(8)x(9)/1000+(10)+(11)-(12)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	-614	25	
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	-697	-47	
F = D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	83	72	
13	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	10 022	10 105	
14	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (€/consumidor)	11,74968	11,84636	
15	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	975 769	906 645	
16	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	0	0	
17	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-2 805	-1 219	
18	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	-981	-344	
G = (13)+(14)x(15)/1000+(16)+(17)-(18)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	19 664	19 970	
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	-2 805	-1 219	
I = G-H	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	22 468	21 189	
J = A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	18 543	19 955	
K B+E+H	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT), BTE E BTN	-4 070	-1 309	
L=J-K	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	22 613	21 264	
	Sobreproveito associado à tarifa transitória nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro, na redação vigente.	-2 132	-2 255	

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 correspondem à diferença entre os valores considerados provisoriamente em Tarifas de 2019 e de 2020 e os valores reais e auditados relativos a 2012, 2013 e 2014 com referência a 31

de dezembro de 2017, de 2018 e de 2019, respetivamente. O valor total a considerar em tarifas de 2021 ascende a 1,309 milhões 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 2,255 milhões 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.

AJUSTAMENTOS DE 2019

De acordo com o n.º 5 do artigo 109.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2019 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 2019.

O Quadro 4-79 compara os valores verificados em 2019 com os previstos em 2018 no cálculo das tarifas de 2019. O desvio a repercutir nas tarifas de 2021 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2019 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 -307 milhares de euros, conforme apresentado no quadro seguinte, e resulta do aumento do número de consumidores face ao que foi previsto em tarifas de 2019.

Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização

		Unidade: 10 ³ EUR	2019	Tarifas 2019
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	76	
3	Número de consumidores médio, em NT	659	398	
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	-147	-147	
6	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-37	-37	
A	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	-31	-51	
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)	-147	-147	
C = A - B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	116	96	
D	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	164		
E = D - A + B	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em t-2	48		
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	48		
7	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	36	36	
8	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE (€/consumidor)	45	45	
9	Número de consumidores médio, em BTE	1421	860	
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	-352	-352	
12	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	51	51	
A'	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	-304	-329	
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	-352	-352	
C' = A' - B'	Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	48	23	
D'	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	38		
E' = D' - A' + B'	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE , em t-2	-11		
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	-11		
13	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	10021	10 021	
14	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (€/consumidor)	12	12	
15	Número de consumidores médio, em BTN	1 077 594	1 048 768	
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	-7827	-7 827	
17	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	722	722	
A''	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	14131	13792	
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	-7827	-7 827	
C'' = A'' - B''	Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21958	21 620	
D''	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	21616		
E'' = D'' - A'' + B''	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN , em t-2	-342		
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	-344		
G=F + F' + F''	Ajustamento em t dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a t-2	-307		
i _{t-2} ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de t-2 acrescida de spread	0,283%		
i _{t-1} ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de t-1 acrescida de spread	0,222%		

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 regulatório, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX⁸¹, 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 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

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 2021.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EDA

De acordo com a decisão da ERSE fundamentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017, 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 regulatório, são indexadas à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2021 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 4,60%, 4,85% e de 4,85%, 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 no período regulatório 2018-2020, com um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX, enquanto no CAPEX⁸², 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.

⁸¹ Operational Expenditure (corresponde de um modo geral aos gastos operacionais, sem amortizações)

⁸² 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 4-80 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 2021 é inferior em cerca de 29% face ao previsto nas tarifas de 2020 e inferior ao estimado para 2020, em cerca de 11%.

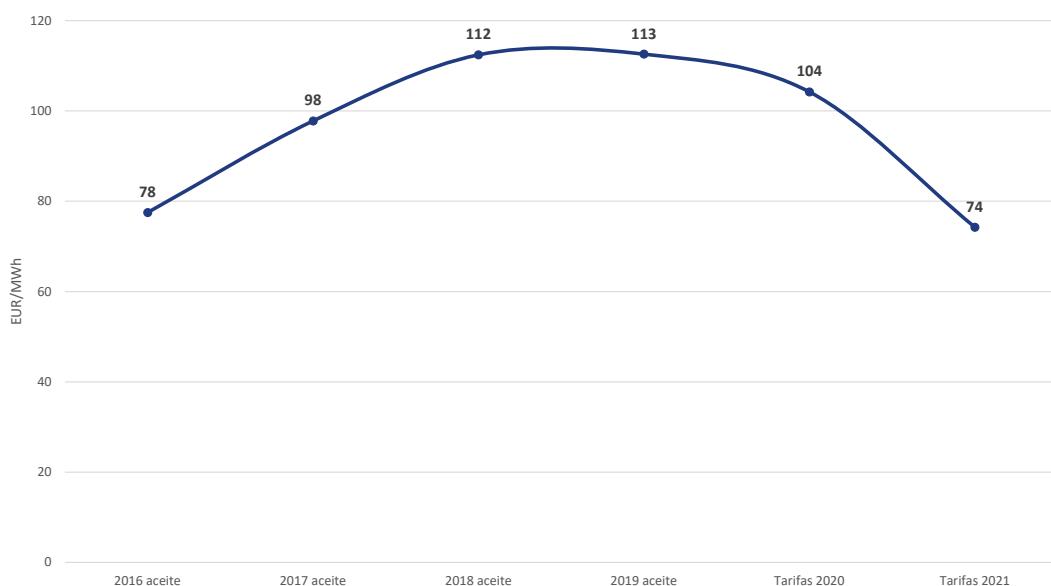
Quadro 4-80 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA^(*)

Unidade ^(*)	2019 aceite	Tarifas 2020	2020 em 2020	Evolução anual %	Tarifas 2021	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	112,6	104,2	83,0	-26%	74,3	-29%	-11%

Nota: (*) - Não inclui custos com licenças de emissão.

A figura seguinte permite visualizar para o período 2016 a 2021, 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 4-81 apresenta os custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica na RAA.

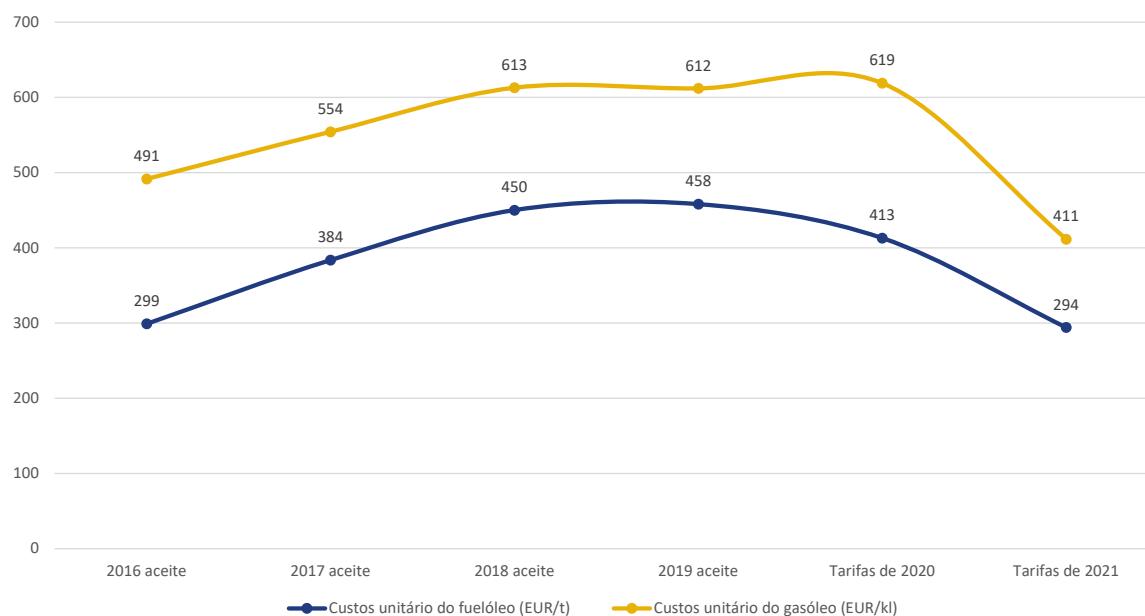
Quadro 4-81 - Custo unitário dos combustíveis

Unidade	2019 aceite	Tarifas 2020	2020 em 2020	Evolução anual %	Tarifas 2021	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	$\{(3)-(1)\}/(1)$	(4)	$\{(4)-(2)\}/(2)$	$\{(4)-(3)\}/(3)$
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	457,9	412,8	-29%	294,1	-29%	-10%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	612,0	618,9	477,0	-22%	411,4	-34%

Observa-se que no ano de 2019, os custos unitários aceites com combustíveis atingiram valores de 457,9 EUR/t e 612,0 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As estimativas da ERSE para o ano de 2020, revelam uma expectativa de decréscimo acentuado dos preços do fuelóleo e do gasóleo. Relativamente ao implícito nas tarifas de 2020, prevê-se que em 2021 os preços do fuelóleo sejam inferiores em 29%, e inferiores em 34%, no gasóleo, para o mesmo termo de comparação.

A Figura 4-22 permite visualizar para o período 2016 a 2021, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica.

Figura 4-22 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



CUSTOS COM FUELÓLEO E GASÓLEO

Desde o período regulatório 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 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 aspectos 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), que impõe aos navios petroleiros a obrigatoriedade de utilização no transporte marítimo de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020; iii) renegociação dos contratos de fornecimento de combustíveis, em particular no caso da EEM;

iv) reavaliação dos custos padrão de algumas instalações de armazenamento de combustíveis, em particular do caso das instalações de gás natural da Madeira.

Nesta perspetiva, foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que servirá de referência para a definição 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 regulatório a iniciar em 2022.

O Quadro 4-82 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de fuelóleo, em 2021.

Quadro 4-82 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2021

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t	Consumo previsto para o ano t (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) €	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) €	Custos eficientes previstos para o ano t (s/ custos transporte terrestre) €
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)	
São Miguel	231,90		41 819	1 815 049		11 513 192
Terceira	231,90		22 841	1 400 113		6 697 137
Pico		260,63	7 932	313 130	253 266	2 633 670
Faial		260,63	8 002	310 345	460 649	2 856 511
Total			80 595	3 838 637	713 914	23 700 510

O Quadro 4-83 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de gasóleo, em 2021.

Quadro 4-83 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2021

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo previsto para o ano t (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes previstos para o ano t
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)
Santa Maria	0,337	4 292 272	289 380	1 736 702
São Miguel	0,337	374 695	5 707	132 051
Terceira	0,337	434 712	59 862	206 444
Graciosa	0,337	1 379 179	284 472	749 521
São Jorge	0,337	5 996 757	129 648	2 151 709
Pico	0,337	224 182	104 396	179 989
Faial	0,337	336 827	71 492	185 068
Flores	0,337	986 186	128 533	461 067
Corvo	0,337	433 297	0	146 104
Total		14 458 107	1 073 491	5 948 655

CUSTO DA ENERGIA ELÉTRICA ADQUIRIDA

Relativamente ao custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema elétrico independente (SIA), estima-se que este cresça em 2020 face ao ocorrido em 2019, em 1,3%, como mostra o Quadro 4-84. Para 2021, o valor deverá apresentar um decréscimo de 1,2% face ao previsto em tarifas de 2020. Estes são custos totais, incorporando, para além dos custos variáveis, os custos referentes à amortização e à remuneração do investimento.

Quadro 4-84 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente

Unidade	2019 aceite	Tarifas 2020	2020 em 2020	Evolução anual %	Tarifas 2021	Evolução anual %	
	(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$
Custo unitário SIA	EUR/MWh	103,6	106,6	1,3%	105,3	-1,2%	0,3%

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.

Num cenário de custos com preços de combustíveis elevados, como foi o caso de 2019, a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2019, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO₂) aceite no ajustamento situou-se nos 112,6 EUR/MWh (Quadro 4-80), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 103,6 EUR/MWh (Quadro 4-84). Para as tarifas de 2021, prevê-se a tendência de decréscimo acentuado dos preços dos combustíveis, com o custo variável unitário das centrais térmicas de 74,3 EUR/MWh (Quadro 4-80) a ser bastante inferior ao custo da energia adquirida ao SIA de 105,3 EUR/MWh (Quadro 4-84).

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, na perspetiva da empresa não podem ser diretamente comparáveis com os custos variáveis das centrais termoelétricas da EDA.

No entanto, numa perspetiva de custos evitados, que deverá ser ponderada, 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.

O acréscimo do custo unitário de aquisição de energia elétrica pela EDA, ocorrido entre 2019 e 2021, deve-se essencialmente ao aumento da aquisição de energia eólica e fotovoltaica, à Graciólica, a preços mais elevados dos que os praticados para os restantes produtores.

Quadro 4-85 - Custos da energia elétrica adquirida

	2019 aceite			2020 em 2020 (EDA)			Tarifas 2021		
	Energia (MWh)	Custo unitário (€/MWh)	Custo Total (EUR)	Energia (MWh)	Custo unitário (€/MWh)	Custo Total (EUR)	Energia (MWh)	Custo unitário (€/MWh)	Custo Total (EUR)
	Hídrica	29 638	100,60	2 981 564	31 842	101,00	3 216 061	31 291	101,20
Geotermia	191 518	100,60	19 266 687	190 300	101,00	19 220 331	187 244	101,20	18 949 073
Eólica	69 767	109,95	7 670 834	77 357	113,98	8 817 342	80 407	114,25	9 186 440
Térmica	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
Biogás	490	110,05	53 888	563	90,47	50 961	544	101,20	55 009
RSU	11 845	110,44	1 308 162	14 216	110,90	1 576 520	14 280	111,10	1 586 508
Fotovoltaica	398	323,42	128 595	1 649	144,87	238 841	3 214	120,86	388 491
Éolica Microgeração	1	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
Fotovoltaica Microgeração	379	222,49	84 395	374	180,39	67 543	374	189,76	70 940
Ondas	0	0,00	0	0	0,00	0	0	0,00	0
Total Energia Adquirida SENV (renovável e microgeração)	304 035	103,59	31 494 124	316 302	104,92	33 187 599	317 354	105,26	33 403 109

Os valores do custo unitário de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica, considerados no ajustamento de 2019, foram as constantes do *Power Purchase Agreement* (PPA) assinado entre a Younicos (agora Graciólica) e a EDA em 2012. Para o primeiro ano de atividade, o preço previsto no PPA é de 299,10 €/MWh.

Os valores considerados para tarifas de 2021, os custos de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica resultam da aplicação do Regulamento Tarifário em vigor, e, face à dificuldade em efetuar qualquer exercício de previsão devido à complexidade do PPA, correspondem aos custos da Central Térmica da Graciosa em 2019 (último ano com valores reais). Os valores finais dos custos de aquisição de energia à Graciólica só serão conhecidos nos ajustamentos aos proveitos de 2021 a efetuar em tarifas de 2023.

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 4-86 apresenta a desagregação dos custos de exploração para tarifas 2020 e para tarifas 2021.

Quadro 4-86 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE

		Unidade: 10 ³ EUR		Variação (%)
a	Custos de exploração sujeitos a eficiência	Tarifas 2020	Tarifas 2021	
b	Custos com a operação e manutenção de equipamentos	9 540	9 540	0,0%
c = 1 + 2	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE:	838	756	-9,8%
1	Lubrificantes	803	686	-14,5%
2	Amónia	35	70	97,5%
d = 3 + 4	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO ₂ aceite pela ERSE:	8 155	7 728	-5,2%
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	422	388	-8,0%
4	Custos com o CO ₂	7 734	7 340	-5,1%
e = a+b+c+d	Custos de exploração aceites	31 197	30 792	-1,3%

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, interessa referir que com o fim do período 2008-2012 do Comércio Europeu de Licenças de Emissão deixou de existir atribuição gratuita de licenças ao setor electroprodutor e estes custos passaram a ser elegíveis para cálculo dos proveitos permitidos. Os montantes aceites para o cálculo dos proveitos permitidos (7,34 milhões de euros) têm implícitas as quantidades que a EDA prevê adquirir (257 968 ton) e o preço previsto para 2021 de 28,45 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 111º do Regulamento Tarifário em vigor, cujos valores se apresentam no Quadro 4-87.

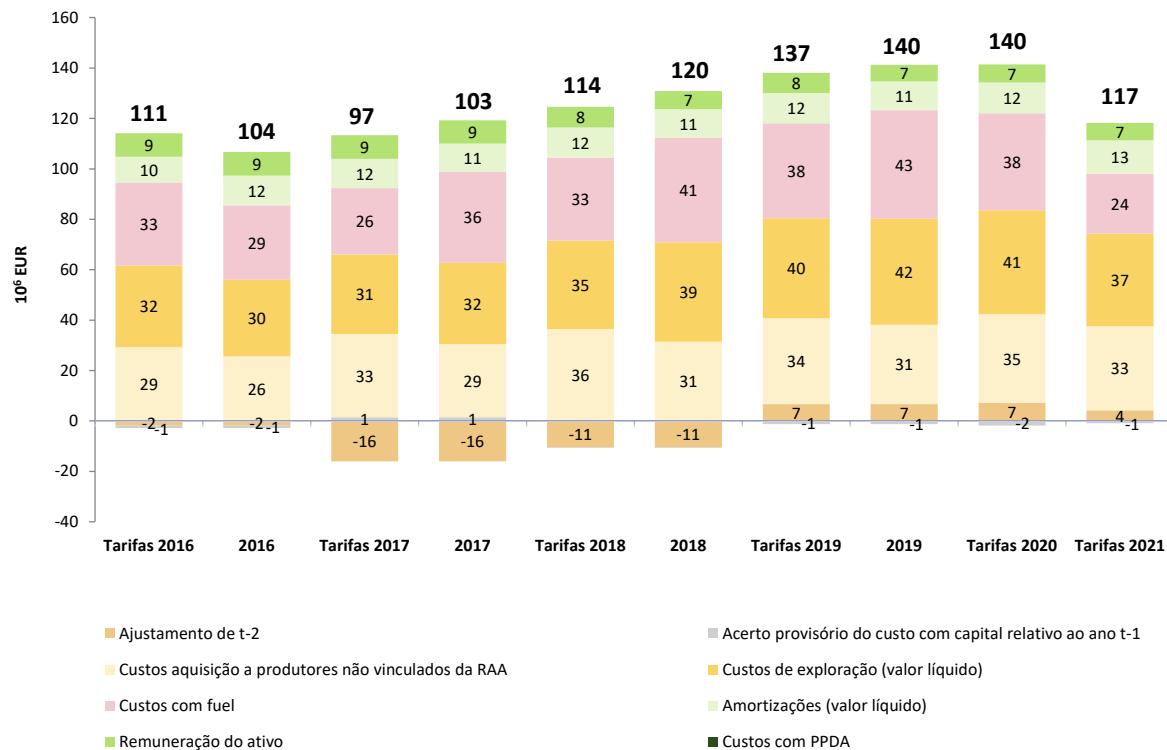
Quadro 4-87 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas de 2020	Tarifas de 2021	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	35 186	33 403	-5,1%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	12 231	13 244	8,3%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	146 819	150 339	2,4%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	4,88%	4,60%	-5,9%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 829	-921	-49,6%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	12 664	12 768	0,8%
7	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,51%	2,32%	53,4%
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	9 540	0,0%
10	Custos com o fuel aceites pela ERSE	38 419	23 701	-38,3%
11	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	422	388	-8,0%
12	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	10 100	5 949	-41,1%
13	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	803	686	-14,5%
14	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	35	70	97,5%
15	Custos com o CO ₂ aceites pela ERSE	7 734	7 340	-5,1%
16	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-7 123	-4 210	-40,9%
18	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	
A	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 596	117 287	-16,0%
19	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-2 837	-3 079	8,5%
20	Emissão para a rede (MWh)	807 731	731 950	-9,4%
B=(A-5+17+18)/20 * 1000	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui os ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)	166,27	155,75	-6,3%

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 16,0%. Não considerando os ajustamentos de t-2 e de t-1, a variação traduz-se no decréscimo dos proveitos unitários em 6,3%.

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 2019

De acordo com o n.º 6 do artigo 111.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento em 2021 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2019, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 136,847 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 2019, de 140,018 milhões de euros (linha A), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de 0,807 milhões de euros (linha 22). Este desvio é atualizado para 2021, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2019, acrescida de *spread* de 0,50% e EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de novembro do ano 2020, acrescida de *spread* de 0,50%.

O Quadro 4-88 permite comparar os valores verificados em 2019 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2019 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2021.

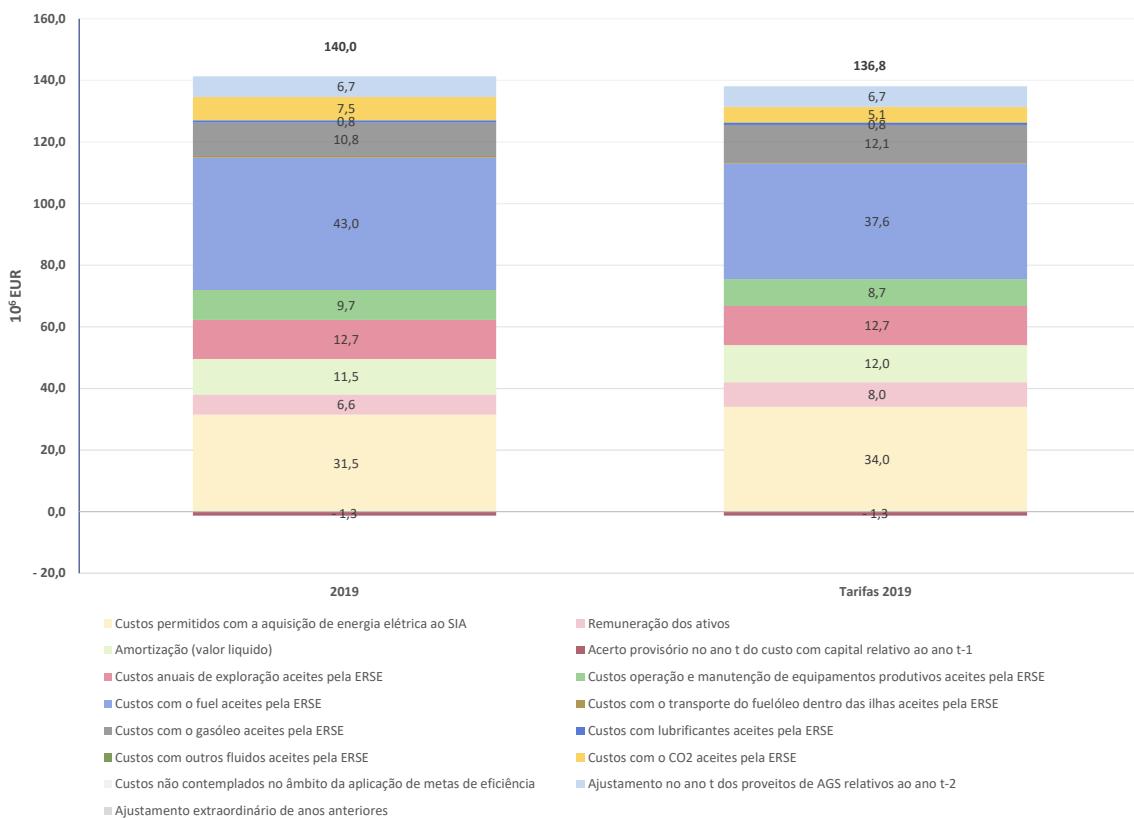
Quadro 4-88 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		Tarifas de 2019	Aceite em 2019	Diferença Aceite - Tarifas	
				10 ³ EUR	10 ³ EUR
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	34 014	31 494	-2 520	-7,41%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	12 048	11 499	-548	-4,55%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	155 203	134 954	-20 249	-13,05%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,17%	4,88%	-0,28%	-5,49%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 289	-1 289	0	0,00%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	12 662	12 662	0	0,00%
7	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2º trimestre do ano t-1)) (%)	1,43%	1,43%	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	8 717	9 741	1 024	11,75%
10	Custos com o fuel aceites pela ERSE	37 631	43 005	5 375	14,28%
11	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	401	450	48	12,06%
12	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	12 051	10 840	-1 211	-10,05%
13	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	777	760	-18	-2,29%
14	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	30	56	26	88,39%
15	Custos com o CO ₂ aceites pela ERSE	5 096	7 528	2 432	47,73%
16	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0	0,00%
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-6 682	-6 682	0	0,00%
18	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	0,00%
A	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	136 839	140 018	3 179	2,3%
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		93 234		
20	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS		43 613		
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		136 847		
22	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA		807		
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		-2 364		
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2		-0,217%		
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 15/11		-0,278%		
26	/		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		-2 376		
27	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1		-1 829		
E	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2 com acerto provisório de CAPEX		-4 210		

Este montante do ajustamento a favor da empresa resulta, em grande parte, do acréscimo ocorrido ao nível dos custos com o fuelóleo nos mercados internacionais e dos custos com a aquisição de licenças de CO₂, cujos valores foram superiores ao previsto em tarifas. Em sentido contrário, registou-se uma redução dos custos de aquisição de energia renovável e com a aquisição de gasóleo. Estes fatores conjuntamente com outros fatores, igualmente explicativos 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 2019 como em Tarifas de 2019, 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 2019 inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 7,4%. Tal é explicado pelo efeito conjugado da diminuição

das quantidades adquiridas, de cerca de 8,2%, e do acréscimo do custo unitário, de cerca de 0,9% (Quadro 4-89).

Quadro 4-89 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (€/MWh)			Custo Total aceite (10³ EUR)		
	2019	T2019	Varição %	2019	T2019	Variação %	2019	T2019	Variação %
Hídrica	29 638	30 117	-1,6%	100,60	102,10	-1,5%	2 982	3 075	-3,0%
Geotermia	191 518	202 704	-5,5%	100,60	102,10	-1,5%	19 267	20 696	-6,9%
Eólica	69 767	82 690	-15,6%	109,95	102,10	7,7%	7 671	8 443	-9,1%
Térmica	0	0	-100,0%	110,66	71,30	55,2%	0	0	-100,0%
Biogás	490	562	-12,8%	110,05	110,29	-0,2%	54	62	-13,0%
RSU	11 845	11 263	5,2%	110,44	110,44	0,0%	1 308	1 244	5,2%
Fotovoltaica	398	3 449	-88,5%	323,42	111,25	190,7%	129	384	-66,5%
Éolica Microgeração	1	2	-60,8%	0,00	392,60	-100,0%	0	1	-100,0%
Fotovoltaica Microgeração	379	499	-24,0%	222,49	221,03	0,7%	84	110	-23,5%
Ondas				0,00	0,00		0	0	
Total	304 035	331 286	-8,2%	103,59	102,67	0,9%	31 494	34 014	-7,4%

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 4-90 apresenta a diferença entre os custos previstos e verificados, por tipo de combustível.

Quadro 4-90 - Custos com combustíveis e lubrificantes previstos e verificados

	Tarifas 2019	2019 EDA real	2019 ERSE real	2019 EDA real / Tarifas 2019	2019 ERSE real / Tarifas 2019	2019 ERSE real / 2019 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
Unid: 10³ EUR						%
Fuelóleo	37 631	43 719	43 005	16,2%	14,3%	-1,6%
Gasóleo	12 051	10 969	10 840	-9,0%	-10,0%	-1,2%
Lubrificantes	777	760	760	-2,3%	-2,3%	0,0%
Amónia	30	56	56	88,4%	88,4%	0,0%
Total	50 489	55 504	54 662	9,9%	8,3%	-1,5%

Observa-se que, em 2019, os custos com os combustíveis e lubrificantes, aceites pela ERSE, foram superiores aos previstos nas Tarifas 2019 em 8,3% (4,172 milhões de euros). O cálculo do ajustamento de 2019 foi efetuado tendo em conta a metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), definida 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 regulatório 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 2015, foi iniciado o processo de realização de um novo estudo com vista à 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. Com base no estudo, concluído em 2016, a ERSE determinou os custos de referência a aplicar no período regulatório 2015-2017, para os vários tipos de combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, fuelóleo, gasóleo e gás natural. Os ajustamentos a esses custos referente a 2019, incorporam os resultados do estudo.

O Quadro 4-91 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais.

Quadro 4-91 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) €/t (1)	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) €/t (2)	Consumo no ano t-2 (t) (3)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) € (4)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) € (5)	Custos eficientes no ano t-2 (s/ custos transporte terrestre) € (6)	Custos não aceites € (7)=(6)-(6)
São Miguel	399,49		49 093	1 914 265		21 526 354	21 650 099
Terceira	399,49		27 162	1 449 943		12 300 982	12 692 034
Pico		442,74	8 673	307 616	263 758	4 411 448	4 659 482
Faial		442,74	8 981	312 929	477 373	4 766 538	4 717 575
Total			93 910	3 984 754	741 131	43 005 324	-713 867

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 4-92.

Quadro 4-92 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas

	2019		
	Quantidades ton	custo unitário €/ton	Total 10^3 EUR
Central Termoeléctrica SMG	49 093	4,40	216
Central Termoeléctrica TER	27 162	4,42	120
Central Termoeléctrica PIC	8 673	6,48	56
Central Termoeléctrica FAI	8 981	6,41	58
Total			450

O Quadro 4-93 apresenta o cálculo dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais.

Quadro 4-93 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais

Custo Unitário (máteria prima + transporte + margem comercialização) €/kg/l	Consumo no ano t-2 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento €	Custos eficientes no ano t-2	Custo real (s/ custo transporte terrestre) €	Custos não aceites €
(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)	(5)	(6)=(4)-(5)
Santa Maria	0,550	4 835 595	290 698	2 951 530	2 975 293
São Miguel	0,550	437 272	5 731	246 344	253 871
Terceira	0,550	490 368	62 271	332 101	307 573
Graciosa	0,550	2 753 002	295 685	1 810 551	1 714 925
São Jorge	0,550	6 564 354	129 760	3 741 859	4 052 004
Pico	0,550	195 161	108 498	215 887	121 451
Faial	0,550	395 367	71 611	289 166	244 084
Flores	0,550	1 538 593	128 579	975 205	971 444
Corvo	0,550	504 620	0	277 672	328 043
Total		17 714 332	1 092 833	10 840 314	10 968 687
					-128 373

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 2019, foi de 24,86 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), 2019



Em 2019, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EDA (Caldeirão, Belo Jardim, Santa Bárbara e Pico) ascenderam a 301 948 toneladas de CO₂. No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças de emissão de 292 mil toneladas de CO₂, que permitiram um grau de cobertura das emissões de 2019 de 97%. O custo global das licenças adquiridas em 2019 orçou em cerca de 7,245 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 24,81 EUR/ton_{CO2}.

Figura 4-26 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAA, 2019

O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EDA em 2019 é inferior em 0,05 EUR/ton_{CO2} à cotação média verificada em mercado secundário, pelo que o diferencial global de aquisição foi cerca de 15 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 29,2 mil euros, o que corresponde a um 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 2019, de 7,506 milhões de euros (301 948 toneladas valorizadas a 24,86 EUR/ton_{CO2}), a que acrescem 1 812 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 2019 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 7 528 238,97 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 dos Açores, calculado de acordo com o artigo 160.º, do Regulamento Tarifário em vigor, resulta de:

- 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 2019, este ajustamento foi de 0,807 milhões de euros.

Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas

		Unidade: 10 ³ EUR
		Ajuste em 2019
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	119 027
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	93 234
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	21 639
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	3 347
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	807

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-95 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de AGS.

Quadro 4-95 - Movimentos no ativo líquido a remunerar⁸³

Unidade: 10³ EUR

	2019	Tarifas 2019	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	372 474	382 188	
Investimento Directo	738	4 683	
Transferência p/ exploração	9 780	31 954	
Reclassificações, alienações e abates	-529	-3 935	
Saldo Final (2)	382 463	414 890	-7,8%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	228 906	228 936	
Amortizações do Exercício	12 777	13 458	
Regularizações e abates	-160	-130	
Saldo Final (4)	241 523	242 264	-0,3%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	7 938	7 866	
Comparticipações do ano	0	1 150	
Amortizações do ano	1 277	1 410	
Saldo Final (6)	6 661	7 606	-12,4%
Ativo Líquido a remunerar			
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	135 630	145 386	-6,7%
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	134 279	165 020	-18,6%
Ativo Líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	134 954	155 203	-13,0%

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo final do ativo bruto, registado em 2019 ter sido inferior ao valor previsto em Tarifas de 2019. Este desvio decorre dum nível de investimento entrado em exploração mais baixo do 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 2019 foi de 5,17%. 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 4,88%.

⁸³ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2019, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2020, no montante de -1,289 milhões de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2019.

Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 113.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2019 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2019. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2020). O valor resultante é atualizado para 2021, através da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2019, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais, e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2020, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 0,043 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-96 - Ajustamento da tarifa social

		Unidade: 10 ³ EUR
		2019
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	2 955
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	2 792
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	164
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	122
E = D x (1 + it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t	122
i _{t-2}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-2 + spread</i>	0,283%
i _{t-1}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread</i>	0,222%
D = C x (1 + it-2) x (1 + it-1) - E	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, por aplicação da tarifa social	43

Tarifa Social – ajustamento extraordinário de 2018

No âmbito dos ajustamentos definitivos de 2018 do financiamento da tarifa social, a ERSE recebeu da DGEG a lista reformulada e atualizada relativamente aos produtores que financiam a tarifa social e respetivas potências referente a 2018, possibilitando, desta forma, no atual exercício tarifário, efetuar os ajustamentos da tarifa social por produtor referentes a 2018. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 0,013 milhões de euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-97 - Ajustamento extraordinário da tarifa social de 2018

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	1 332
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-2	4 523
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	-3 191
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	-3 214
E = D × (1 + it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t	-3 224
i_{2018}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 2 + spread	0,327%
i_{2019}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread	0,289%
D = C × (1 + it-2) × (1 + it-1) - E	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-2, por aplicação da tarifa social	13
i_{2020}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de setembro de 2020 acrescida de spread	0,222%
$([(C) * (1+i2018)] * (1+i2019)) - D * (1+i2019)] * i2020$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-3, por aplicação da tarifa social	13

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020
CAPEX

Os proveitos permitidos de 2021 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2020, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2020. O valor total a devolver pela empresa, que decorre da diminuição do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações, bem como da diminuição do nível da taxa de remuneração dos ativos em 0,28 p.p., é de 0,921 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2021 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-98.

Quadro 4-98 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2020	Estimativa 2020	Tarifas 2021
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	12 231	11 942	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	146 819	142 284	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	4,88%	4,60%	
A = 1 + 2 × 3	Custo com capital afeto à atividade de AGS	19 400	18 481	
$B = A \text{ (Estimativa)} - A \text{ (Tarifas)}$	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1	-919		
i_{t-1D}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread	0,222%		
$C = (1 + i_{t-1D}) \times B$	Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1	-921		

Tarifa Social

De acordo com o n.º 5 do artigo 113.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento provisório aos proveitos da concessionária do transporte e distribuição da RAA, por aplicação da tarifa social, é dado pela diferença entre os montantes estimados transferir pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2020 e o desconto estimado conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2020. Este montante é atualizado para 2021 através da aplicação da Euribor a 12 meses verificada até 15 de setembro de 2020, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 0,212 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-99 - Ajustamento provisório da tarifa social

		Unidade: 10 ³ EUR
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	2020 2 837
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	2 625
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	212
i _{t-1}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread</i>	0,222%
D = (1 + i _{t-1}) x C	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAA no ano t-1, por aplicação da tarifa social	212

4.6.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 não implicaram alterações de fundo na 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 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

4.6.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 4-100 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 114º do Regulamento Tarifário em vigor.

Quadro 4-100 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

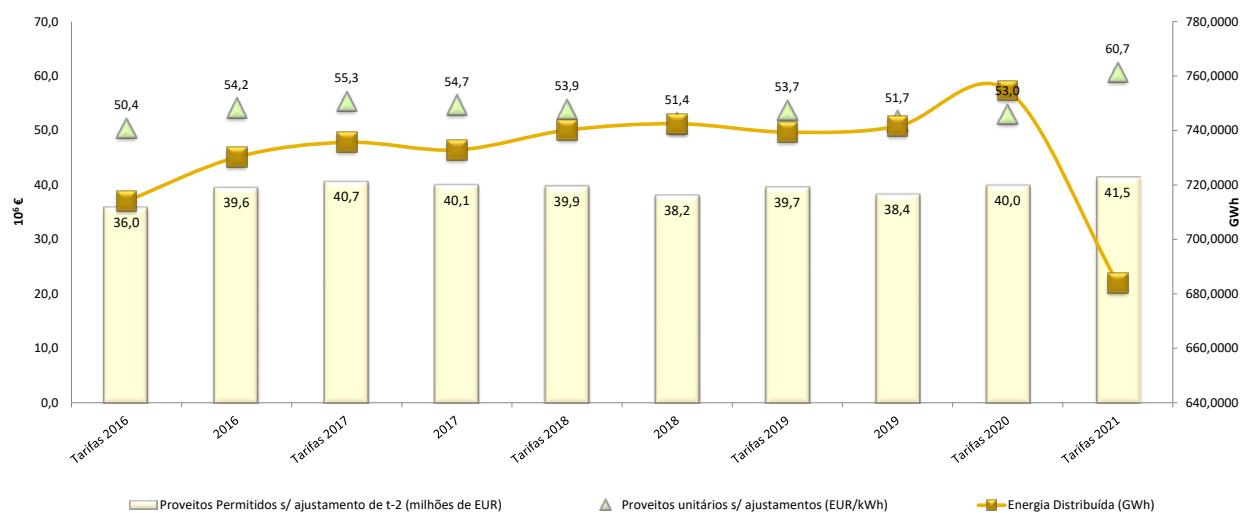
Unidade: 10 ³ EUR			
	Tarifas de 2020	Tarifas de 2021	Variação (%)
	(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	11 113	13 672
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	214 296	215 064
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-1 271	-11
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	12 980	12 594
f	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 884	4 809
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	432	327
i	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0
1=a+b+c+d+e+f+g-h-i	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 272	41 158
j	Energia Distribuída (MWh)	754 696	683 981
2=(1+h+i)/j	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	51,28	60,65
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 905	6 053
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	133 976	133 604
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-783	-449
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	4 996	4 841
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 490	2 473
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00438	0,00435
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	291 534	262 811
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1.6240	1.6130
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	756	759
k'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,51%	2,32%
l'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%
m'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0
n'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-13 740	-9 869
o'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0
3=a'*b''*c'/100 +d''*e''*m''-n''-o''	Proveitos Permitidos em MT	29 735	26 788
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	6 207	7 619
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	80 321	81 460
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-489	438
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	7 984	7 753
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	3 965	3 938
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00434	0,00431
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	463 162	421 170
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01604	0,01593
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	125 148	125 430
k''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,51%	2,32%
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00%	3,00%
m''	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 884	4 809
n''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0
o''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	14 172	10 196
p''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0
11=a''*b''*c''/100 +d''*e''*m''-n''-o''-p''	Proveitos Permitidos em BT	8 537	14 370
			68,3%

A Figura 4-27 evidencia a evolução dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2016 e 2021.

Os proveitos permitidos pela ERSE para as tarifas de 2021 apresentam um acréscimo de 7,5% relativamente às tarifas de 2020. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos por energia distribuída apresentam um acréscimo de 18,3% relativamente ao ano anterior. A principal razão deste acréscimo resulta do aumento do valor de algumas componentes do CAPEX (amortizações e ajustamentos provisório de t-1) e a grande redução ocorrida ao nível das previsões de energia distribuída para 2021 (-9,4%).

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 2021 o valor das rendas na Região Autónoma dos Açores ascenda a cerca de 4,8 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4.

No atual período regulatório, 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 introduzido na recente revisão regulamentar, 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 2021 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 2019

De acordo com o n.º 4 do artigo 114.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento em 2021 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2019, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2019 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 114.º aos valores realmente verificados em 2019.

No Quadro 4-101 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2019, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados para 2019 com base em valores reais, por nível de tensão. O ajustamento de 2019 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2021 é de 0,327 milhões de euros⁸⁴ resultante de um ajustamento em MT de -9,869 milhões de euros e em BT de 10,196 milhões de euros.

⁸⁴ Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-101 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Tarifas de 2019	Acíete em 2019	Diferença Acíete - Tarifas	
				10 ³ EUR	10 ³ EUR
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	10 826	10 421	-405	-3,74%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	201 827	193 821	-8 006	-3,97%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42%	5,13%	-0,28%	-5,24%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-1 549	-1 549	0	0,00%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	13 096	13 108	12	0,09%
f	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 862	4 874	12	0,25%
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	257	257	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	37 909	36 544	-1 365	-3,60%
j	Energia Distribuída (MWh)	739 346	741 526	2 180	0,29%
2=(1+h+i)/j	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	51,62	49,63	-1,99	-3,86%
<i>tx t-2</i>	<i>Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2</i>			-0,21%	
	<i>Spread no ano t-2, em pontos percentuais.</i>			0,500%	
<i>tx t-1</i>	<i>Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1</i>			-0,278%	
	<i>Spread no ano t-1, em pontos percentuais.</i>			0,500%	
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	5 135	4 963	-172	-3,35%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	124 113	116 337	-7 776	-6,27%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42%	5,13%	0	-5,24%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 021	-1 021	0	0,00%
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 041	5 030	-11	-0,21%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 528	2 528	0	0,00%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de €/MWh)	0,00445	0,00445	0	0,00%
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	284 333	283 035	-1 299	-0,46%
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de €/cliente)	1.64851	1.64851	0	0,00%
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	757	754	-3	-0,40%
k'	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%
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	317	317	0	0,00%
o'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	0	0,00%
3=a'+b'+c'/100 cd'+e'+f'+m'-n'-o'	Proveitos Permitidos em MT	15 561	14 626	-934	-6,00%
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em MT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA			3 170	
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT			2 417	
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			5 588	
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			-9 039	
8= 7' * (1+tx_{t-1}) * (1+tx_{t-2})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX			-9 084	
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT			-783	
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 do CAPEX			-9 869	
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	5 691	5 458	-233	-4,09%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	77 714	77 484	-230	-0,30%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42%	5,13%	0	-5,24%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-528	-528	0	0,00%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 056	8 078	23	0,28%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 025	4 025	0	0,00%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/MWh)	0,00441	0,00441	0	0,00%
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	455 013	458 492	3 479	0,76%
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de €/cliente)	0,01628	0,01628	0	0,00%
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	124 362	124 811	449	0,36%
k''	Taxa de inflação (IPIB t-1 [Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1]) (%)	0,01%	0,00%	-0,01%	-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	4 862	4 874	12	0,25%
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	-60	-60	0	0,00%
p''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	0	0,00%
11=a''+b''+c''/100 cd''+e''+f''+m''-n''-o''-p''	Proveitos Permitidos em BT	22 349	21 918	-431	-1,93%
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas em BT a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA			18 469	
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT			14 082	
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			32 550	
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			10 632	
16= 15' * (1+tx_{t-1}) * (1+tx_{t-2})	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX			10 686	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT			-489	
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 do CAPEX			10 196	
19=10+18	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2			327	

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 2019, relativamente ao valor previsto em tarifas de 2019, deve-se essencialmente à redução ocorrida ao nível do CAPEX, como resultado da redução do valor médio dos ativos a remunerar em 4,0% e das amortizações em 3,7%.

Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2019, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA foi superior em cerca de 0,3% relativamente ao valor previsto em tarifas de 2019.

O Quadro 4-102 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2019, que se situaram em -0,5% e em 0,8%, respetivamente.

Quadro 4-102 - Energia entregue pelas redes da distribuição

	2019	Tarifas 2019	Diferença (Real 2019 - Tarifas 2019)	Unidade: MWh
Redes de MT	283 035	284 333	-1 299	-0,5%
Redes de BT	458 492	455 013	3 479	0,8%
Total	741 526	739 346	2 180	0,3%

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-103 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-103 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	2019	Tarifas 2019	Desvio	Unidade: 10 ³ EUR
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)	
Ativo Fixo Bruto				
Saldo Inicial (1)	445 724	449 394		
Investimento Directo	910	1 398		
Transferência p/ exploração	16 026	28 655		
Reclassificações, alienações e abates	-273	175		
Saldo Final (2)	462 387	479 622	-3,6%	
Amortização Acumulada				
Saldo Inicial (3)	212 326	212 471		
Amortizações do Exercício	13 715	14 213		
Regularizações e abates	-398	112		
Saldo Final (4)	225 643	226 796	-0,5%	
Comparticipações				
Saldo inicial bruto	87 840	90 754		
Amortizações acumuladas iniciais	45 860	46 677		
Saldo inicial líquido (5)	41 979	44 077		
Comparticipações do ano	1 837	1 329		
Amortizações do ano	3 294	3 387		
Saldo Final (6)	40 522	42 019	-3,6%	
Ativo líquido a remunerar				
Valor inicial (7) = (1) - (3) - (5)	191 419	192 847	-0,7%	
Valor final (8) = (2) - (4) - (6)	196 222	210 808	-6,9%	
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	193 821	201 827	-4,0%	

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 5,42%. 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 5,13%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2019, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2020, no montante de -1,271 milhões de euros (-0,783 milhões de euros em MT e -0,489 milhões de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2019.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020

Os proveitos permitidos de 2021 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2020, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2020. O valor total a devolver pela empresa, de 0,011 milhões de euros, decorre da diminuição do valor médio do ativo e da redução das taxas de remuneração, inferiores em cerca de 0,29 p.p.. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2021 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁸⁵ é o que se apresenta no Quadro 4-104.

⁸⁵ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Quadro 4-104 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2020	Estimativa 2020	Tarifas 2021
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	4 905	5 384	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	133 976	122 778	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,13%	4,85%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE MT	11 782	11 334	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		-448	
i_{t-1D}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread</i>		0,222%	
C = (1 + i_{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE MT, referente ao ano t-1		-449	
Ajustamento DEE BT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2020	Estimativa 2020	Tarifas 2021
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	6 207	6 925	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	80 321	79 287	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,13%	4,85%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE BT	10 330	10 767	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		437	
i_{t-1D}	<i>taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread</i>		0,222%	
C = (1 + i_{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de DEE BT, referente ao ano t-1		438	

4.6.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o atual período regulatório não implicaram 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 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

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 115º do Regulamento Tarifário em vigor.

No Quadro 4-105 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

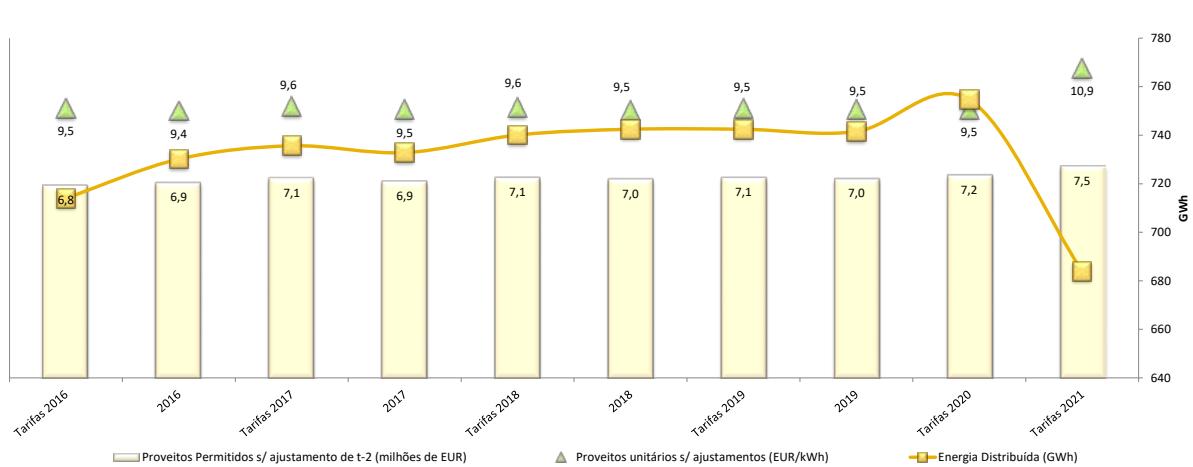
Quadro 4-105 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas de 2020	Tarifas de 2021	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	521	709	36,2%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	4 650	6 208	33,5%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	-5,6%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-96	-24	-74,6%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	6 497	6 493	-0,1%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-2	-20	1129,9%
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	41	-86	-308,7%
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	7 117	7 543	6,0%
i	Energia Distribuída (MWh)	754 696	683 981	-9,4%
2=(1+h+i)/j	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,48	10,90	15,0%
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	37	43	17,1%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	324	355	9,7%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	-5,6%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-2	-8	311,6%
e' = f' + g' * h'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	301	301	0,0%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	151,446	151,178	-0,2%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,19758	0,19723	-0,2%
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	756	759	0,3%
i'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,51%	2,32%	53,4%
j'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	0,0%
k'	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	-2	
l'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	25	289	1072,0%
m'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	
3 = a' + b' * c' + d' + e' + i' - j' - k'	Proveitos Permitidos em MT	327	61	-81,3%
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	484	666	37,6%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	4 326	5 853	35,3%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,13%	4,85%	-5,6%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-94	-16	-82,9%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 196	6 192	-0,1%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 079	3 073	-0,2%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,02491	0,02486	-0,2%
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	125 148	125 430	0,2%
	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,51%	2,32%	53,4%
	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	2,50%	2,50%	0,0%
i''	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-2	-18	1021,4%
j''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	16	-375	-2391,2%
k''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	
11 = a'' + b'' * c'' + d'' + e'' + i'' + j'' + n'' - j'' - k''	Proveitos Permitidos em BT	6 790	7 482	10,2%

Os proveitos permitidos definidos pela ERSE, para as tarifas de 2021, apresentam um acréscimo na ordem dos 6,0% relativamente ao valor de tarifas de 2020. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos unitários por energia distribuída apresentam um acréscimo de 15,0%, facto que é explicado em grande parte pela redução da previsão de energia distribuída para 2021.

A Figura 4-29 demonstra a evolução dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2016 e 2021.

Figura 4-29 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA



4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2019

De acordo com o n.º 4 do artigo 115.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2019 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 115.º aos valores realmente verificados em 2019.

O Quadro 4-106 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2019, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de 0,289 milhões de euros e em BT de -0,375 milhões de

euros, perfazendo um ajustamento de -0,086 milhões de euros⁸⁶ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2019 com os valores estimados em 2018 no cálculo das tarifas de 2019, por nível de tensão.

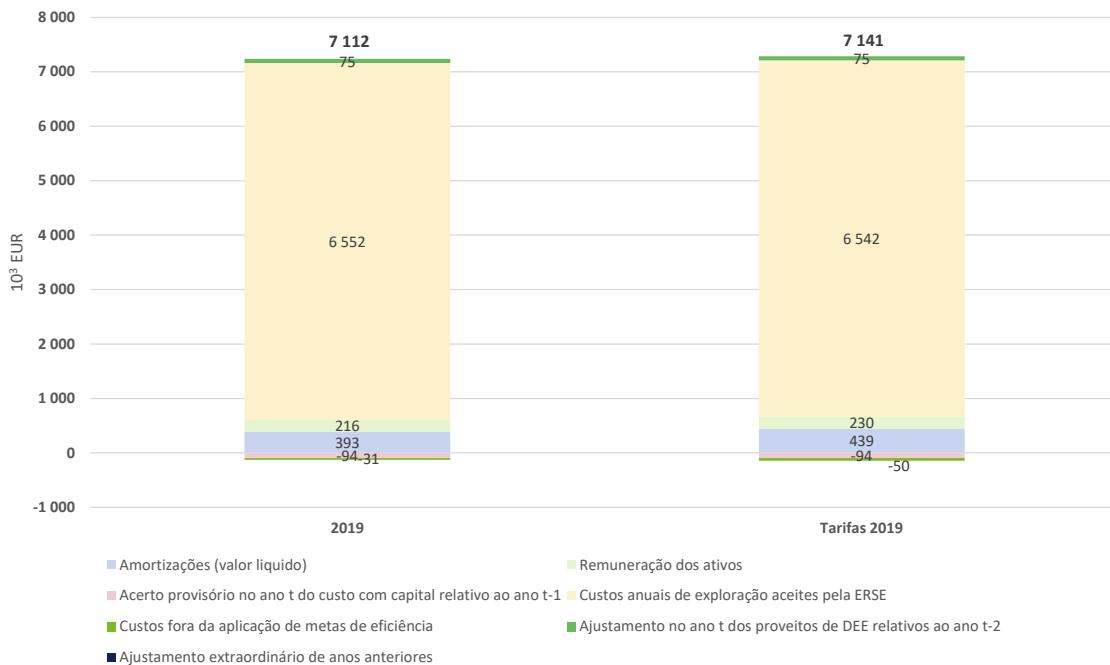
⁸⁶ Um ajustamento negativo significa um montante a receber pela empresa.

Quadro 4-106 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		Tarifas de 2019	Acelite em 2019	Diferença Acelite - Tarifas	
				10 ³ EUR	10 ³ EUR
a	Amortizações do ativo fixo liquidadas das amortizações dos ativos comparticipados	439	393	-46	-10,39%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	4 239	4 207	-32	-0,73%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42%	5,13%	-0,28%	-5,24%
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1	-94	-94	0	0,00%
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros provedores	6 542	6 552	11	0,16%
f	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	-50	-31	19	-38,22%
g	Ajustamento no ano t dos provedores de CEE relativos ao ano t-2	-75	-75	0	0,00%
h	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0	0,00%
1 = a+b+c+d+e+f+g+h	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 141	7 112	-30	-0,41%
j	Energia Distribuída (MWh)	739 346	741 526	2 180	0,29%
2=(1+h+j)/j	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (€/MWh)	9,56	9,49	-0,07	-0,71%
tx t-2	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2			-0,22%	
	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			-0,28%	
	Spread no ano t-1, em pontos percentuais.			0,50%	
a'	Amortizações do ativo fixo liquidadas das amortizações dos ativos comparticipados	28	21	-7	-24,66%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	251	219	-32	-12,76%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42%	5,13%	0	-5,24%
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-16	-16	0	0,00%
e' = f' + g' * h'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	304	303	-1	-0,20%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	153	153	0	0,00%
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,199549	0,199549	0	0,00%
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	757	754	-3	-0,40%
i'	Taxa de inflação (IPB 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	13	13	
l'	Ajustamento no ano t dos provedores de CEE em MT relativos ao ano t-2	-31	-31	0	0,00%
m'	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em MT	0	0	0	0,00%
3 = a' + b' + c' + d' + e' + f' - j'	Proveitos Permitidos em MT	360	363	3	0,95%
k''					
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			307	
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT			346	
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			653	
7'	Ajustamento em t dos provedores da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros			290	
8 = 7' * (1+tx_{t-1}) * (1+tx_{t-2})	Ajustamento em t dos provedores da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX			291	
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1 em MT			-2	
10 = 8 + 9' * (1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos provedores da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório do CAPEX			289	
a''	Amortizações do ativo fixo liquidadas das amortizações dos ativos comparticipados	411	372	-39	-9,43%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	3 988	3 988	0	0,00%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42%	5,13%	0	-5,24%
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-78	-78	0	0,00%
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 238	6 249	11	0,18%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 109	3 109	0	0,00%
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (€/cliente)	0,0251553	0,0251553	0	0,00%
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	124 362	124 811	449	0,36%
i''	Taxa de inflação (IPB 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	-50	-44	6	-11,65%
l''	Ajustamento no ano t dos provedores de CEE em BT relativos ao ano t-2	-44	-44	0	0,00%
k''	Ajustamento extraordinário de anos anteriores em BT	0	0	0	0,00%
11 = a'' + b'' + c'' + d'' + e'' + f'' + g'' + h'' + i'' + j'' - k'' - l''	Proveitos Permitidos em BT	6 782	6 749	-33	-0,49%
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			3 040	
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT			3 429	
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporador 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			6 469	
15'	Ajustamento em t dos provedores da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX, sem juros			-279	
16=15' * (1+tx_{t-1})(1+tx_{t-2})	Ajustamento em t dos provedores da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, antes do acerto provisório do CAPEX			-281	
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT			-94	
18=16+17*(1+tx_{t-1})	Ajustamento em t dos provedores da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX			-373	
19=10+18	Ajustamento em t dos provedores da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, relativos a t-2			-86	

Na Figura 4-30 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da CEE.

Figura 4-30 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



Número médio de clientes

O Quadro 4-107 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2018 para cálculo das tarifas de 2019 e o número ocorrido em 2019.

Quadro 4-107 - Número médio de clientes

	Real 2019	Tarifas 2019	Diferença (Real 2019 - Tarifas 2019)	
Clientes MT	754	757	-3	-0,4%
Clientes BT	124 811	124 362	449	0,4%
Total	125 565	125 119	446	0,4%

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 5,42%. 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 5,13%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2019, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2020, 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 2019.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020

Os proveitos permitidos de 2021 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2020, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2020. O valor total a devolver pela empresa, decorre sobretudo do decréscimo ocorrido ao nível da taxa de remuneração em 0,29 p.p., é de 0,024 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2021 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁸⁷ é o que se apresenta no Quadro 4-108.

⁸⁷ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

Quadro 4-108 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2020	Estimativa 2020	Tarifas 2021
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	37	32	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	324	263	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,13%	4,85%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de CEE MT	53	45	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1		-8	
i_{t-1D}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread		0,222%	
C = (1 + i _{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE MT, referente ao ano t-1		-8	

Ajustamento CEE BT		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2020	Estimativa 2020	Tarifas 2021
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	484	473	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e comparticipações	4 326	4 474	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,13%	4,85%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de CEE BT	706	690	
B = A (Estimativa) - A (Tarifas)	Ajustamento sem juros do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1		-16	
i_{t-1D}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t -1 + spread		0,222%	
C = (1 + i _{t-1D}) x B	Ajustamento do custo com capital da atividade de CEE BT, referente ao ano t-1		-16	

4.6.3.3 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2021

No Quadro 4-109 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2021 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-109 - Proveitos permitidos à EDA para 2021

	Tarifas de 2020	Tarifas de 2021	Variação (%)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 596	117 287	-16,0%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 272	41 158	7,5%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 117	7 543	6,0%
Proveitos permitidos da EDA	184 985	165 987	-10,3%

Verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 10,3%. A atividade que contribuiu para esta evolução foi a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, com um decréscimo de 16,0%, enquanto, em sentido contrário, as atividades de Distribuição de Energia Elétrica e de Comercialização de Energia Elétrica, registaram acréscimos de 7,5% e 6,0%, respetivamente.

Não considerando os ajustamentos definitivos de 2019 e provisórios de 2020, observa-se um decréscimo dos proveitos em 10,2%.

Quadro 4-110 - Proveitos permitidos à EDA, para 2020, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1

	Tarifas de 2020	Tarifas de 2021	Variação (%)	Unidade: euros
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	134 302	113 998	-15,1%	
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 976	41 496	3,8%	
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 254	7 482	3,1%	
Proveitos permitidos da EDA	181 532	162 977	-10,2%	

O ajustamento a recuperar pela EDA em 2021 relativamente ao ano de 2019, atualizado para 2021, será de cerca de 3,968 milhões de euros.

Quadro 4-111 - Proveitos permitidos em 2019 e ajustamentos em 2021, na RAA

Tarifas 2019 (1)	Proveitos recuperados em 2019, por aplicação das tarifas do Continente (2)	Convergência Tarifária de 2019 (3)	Valor a recuperar pelas tarifas da RAA (4)	Proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2021 (5)	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas (6)	Ajustamento a repercadir em 2021 (sem acerto com provisório de custo de capital de t-1) (7) = [(2)+(3)+(4)-(5)+(6)] x (1+i+spread) x (1+i+spread) (8)	Acerto provisório no ano t do custo com capital relativo ao ano t- 1 atualizado para t (9) = (7) + (8)	Unidade: 10 ³ EUR
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	136 839	93 234	43 613	0	140 018	807	-2 376	-1 833
Distribuição de Energia Elétrica	37 909	21 639	16 499	0	36 544	0	1 602	-1 274
Comercialização de Energia Elétrica	7 141	3 347	3 776	0	7 112	0	11	-96
Proveitos permitidos à EDA	181 889	118 220	63 887	0	183 674	807	-764	-3 204
								-3 968

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (182,107⁸⁸ milhões de euros) durante 2019 pela EDA são superiores ao previsto (181,889 milhões de euros) em cerca de 0,1%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2019 (183,674 milhões de euros) acrescidos do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, são cerca de 1,4% superiores aos calculados para Tarifas 2019, o desvio de 2019, antes do ajustamento resultante da convergência tarifária, atinge os -0,764 milhões de euros. A este montante acresce o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2020 (-3,204 milhões de euros).

O ajustamento a receber pela EDA em 2021 relativamente ao ano de 2019 atualizado para 2021 será de – 3,968⁸⁹ milhões de euros.

4.6.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-112 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-112 - Custo com a convergência tarifária da RAA

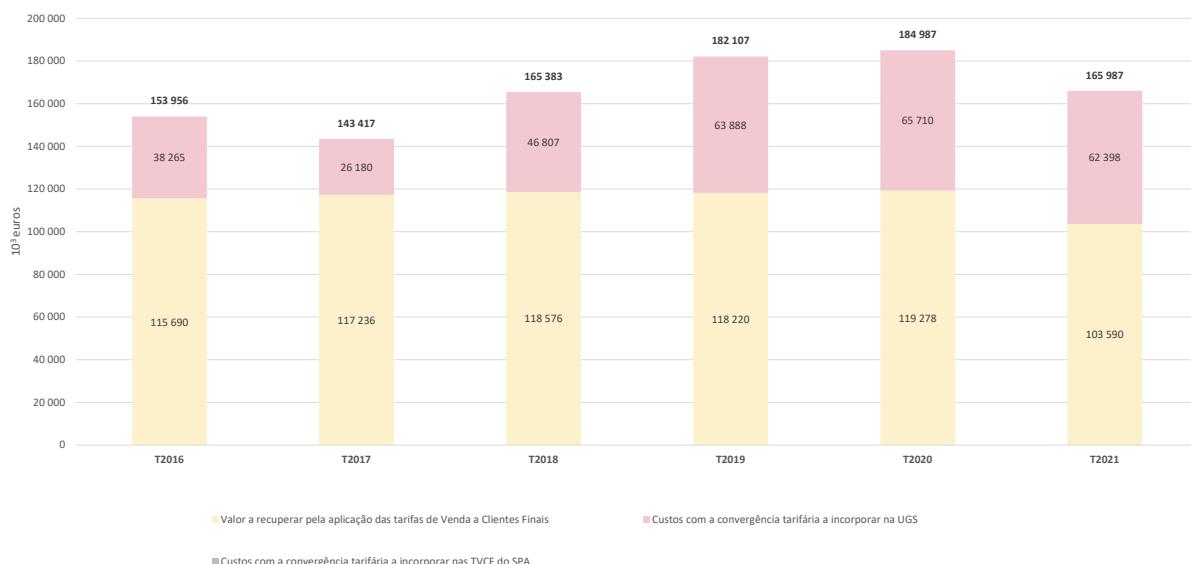
		Tarifas 2020	Tarifas 2021	Diferença Tarifas 2021 - Tarifas 2020	
				10 ³ EUR	10 ³ EUR
A=1-2	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	44 759	37 307	-7 452	-20,0%
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	139 598	117 287	-22 311	-19,0%
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	94 839	79 980	-14 859	-18,6%
B=3-4	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	17 573	21 031	3 458	16,4%
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	38 272	41 158	2 885	7,0%
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	20 700	20 127	-573	-2,8%
C=5-6	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	3 378	4 061	683	16,8%
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 117	7 543	426	5,7%
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	3 739	3 483	-256	-7,4%
D=A+B+C	Custo da Convergência Tarifária	65 710	62 398	-3 312	-5,3%

A Figura 4-31 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2016 a 2021.

⁸⁸ 118 220 (coluna 2) + 63 887 (coluna 3) = 182 107

⁸⁹ Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

Figura 4-31 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2016 a 2021



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2021 é inferior aos verificado nos dois anos anteriores, 2019 e 2020. Esta evolução reflete o impacte da redução dos preços dos combustíveis na Região Autónoma dos Açores.

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 2021.

TAXA DE REMUNERAÇÃO DAS ATIVIDADES DA EEM

De acordo com os parâmetros definidos pela ERSE para o período 2018 a 2020, 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 período regulatório 2018-2020, são indexadas à evolução das OT da República Portuguesa a 10 anos.

Para o ano de 2021, 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 4,60%, 4,85% e de 4,85%, respetivamente.

4.7.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

Na atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema (AGS) manteve-se a aplicação no período regulatório 2018-2020 de um mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência ao nível do OPEX⁹⁰, enquanto ao nível do CAPEX⁹¹ 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 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

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 2018-2020, com base num mecanismo do tipo *revenue cap*, sujeito à aplicação de metas de eficiência.

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

No período regulatório iniciado em 2009, a ERSE procedeu a uma alteração das metodologias regulatórias aplicadas às empresas reguladas das Regiões Autónomas (RA), tendo subjacente a definição de metas de

⁹⁰ Operational Expenditure, que corresponde aos gastos operacionais deduzido das amortizações.

⁹¹ Capital Expenditure, que corresponde ao custo com capital, isto é, à remuneração do ativo líquido adicionado das amortizações.

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 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, a ERSE entendeu haver necessidade de rever alguns parâmetros aplicados nesses anos. 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 aspectos 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), que impõe aos navios petroleiros a obrigatoriedade de utilização no transporte marítimo de fuelóleo de teor de enxofre igual ou inferior a 0,5%, a partir de janeiro de 2020; iii) renegociação dos contratos de fornecimento de combustíveis, em particular no caso da EEM; iv) reavaliação dos custos padrão de algumas instalações de armazenamento de combustíveis, em particular do caso das instalações de gás natural da Madeira; v) término da isenção das Regiões Autónomas do Imposto sobre os Produtos Petrolíferos (ISP) a partir de 2021.

Nesta perspetiva, foi adjudicado pela ERSE um novo estudo que servirá de referência para a definição 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 regulatório a iniciar em 2022.

O Quadro 4-113 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2021.

Quadro 4-113 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2021

Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2021 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2021 EUR
Madeira	236,634	36 196	175 877	8 741 064
Porto Santo	226,344	7 702	168 000	1 911 217
	43 898	168 000	175 877	10 652 281

O Quadro 4-114 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gasóleo, em 2021.

Quadro 4-114 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2021

Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2021 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2021 EUR
Madeira	0,336	1 188 509	24 018
Porto Santo	0,336	463 547	9 729
	1 652 057	33 747	588 727

O Quadro 4-115 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2021.

Quadro 4-115 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2021

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1)	Consumo 2021 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes 2021 EUR (1) * (2)
Madeira	32,67	404 782	13 222 427

Os custos com gasóleo e gás natural são somados na rubrica de Outros Custos com Combustíveis e Lubrificantes, onde se incluem, entre outros, os custos com óleo e biofuel. Tal como referido, os custos aceites com a aquisição de gasóleo 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 4-116 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2021

	Custo médio unitário (1)	Quantidades (2)	Custo total anual (EUR) (1) * (2)
Óleo Eur/kl	1 688,18	344,49	581 568
Outros custos com combustíveis e lubrificantes			581 568

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 2021 aceitou o valor de 3,5 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 AIE⁹² delegou na EEM o direito ao resarcimento 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 347 469 licenças, e (ii) o preço previsto para 2021 para valorização destas licenças é de 28,45 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 9,9 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 118.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 4-117 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2021, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2020.

Quadro 4-117 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

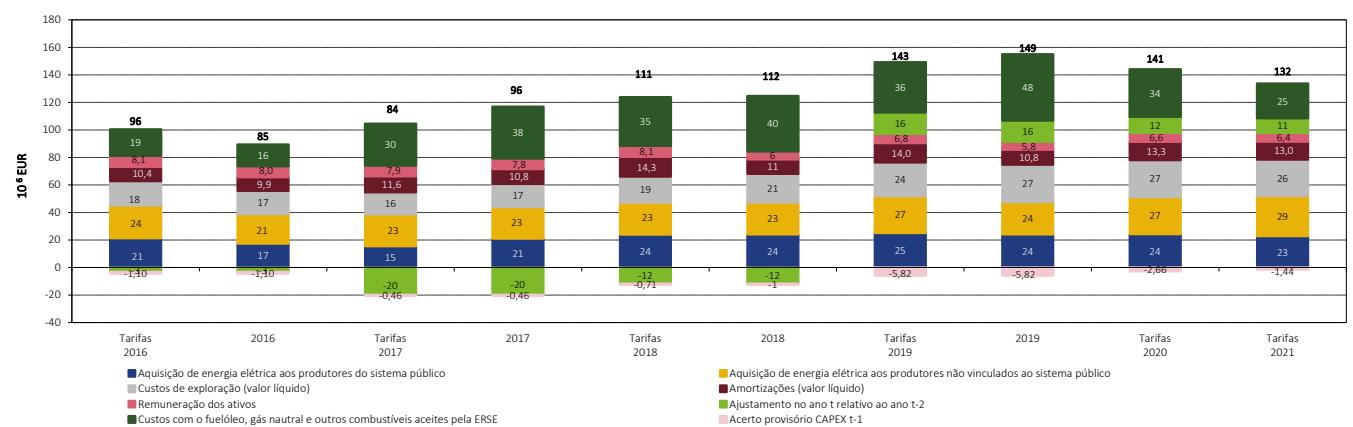
			Unidade: 10 ³ EUR
	Tarifas 2020	Tarifas 2021	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	13 286	12 976
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	134 980	139 173
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	4,88%	4,60%
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 662	-1 441
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	24 236	22 772
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	27 036	29 182
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	12 999	13 106
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	4 500	3 500
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	17 588	10 652
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuloélio, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	16 840	14 393
k	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	9 298	9 887
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	-11 685	-10 788
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		141 398 132 212 -6,5%
2	Emissão para a rede (MWh)	872 421	862 080
3 = (1 + m) / 2	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)		148,68 140,85 -5,3%
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social	-3 433	-3 856
			-

⁹² Atlantic Island Electricity

Pela análise do Quadro 4-117, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2021 regista um valor inferior ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2020, 132,2 milhões de euros. Excluindo os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2020 apresentam um decréscimo na ordem dos 5,3%, para os 140,85 EUR/MWh.

A figura infra apresenta, para os anos de 2016 a 2021, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2016 a 2019. A comparação entre o valor do ano de 2019 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2019 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-32 - 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 2021 (excluindo os ajustamentos de t-2), pelo que a evolução destes custos explica, em grande medida, a evolução do nível de proveitos permitidos desta atividade, tal como já foi referido.

4.7.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2019

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 Tarifário em vigor.

O Quadro 4-118 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2019, a repercutir em 2021. São igualmente apresentados nas secções seguintes os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2019.

O desvio em 2019 entre o previsto e o ocorrido é explicado pelo aumento dos custos com fuelóleo, pelo aumento dos custos com combustíveis (exceto fuelóleo) e lubrificantes, e pelo aumento dos custos com a aquisição de licenças de emissão de CO₂. Em sentido contrário, registou-se uma diminuição dos custos com capital, quer pelo valor das amortizações e do ativo médio líquido quer pela taxa de remuneração, e dos custos de operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à AGS. Esta conjugação de fatores originou um desvio negativo, ou seja, um ajustamento a favor da empresa, de 10,788 milhões de euros.

Este desvio pode ser decomposto nas seguintes parcelas:

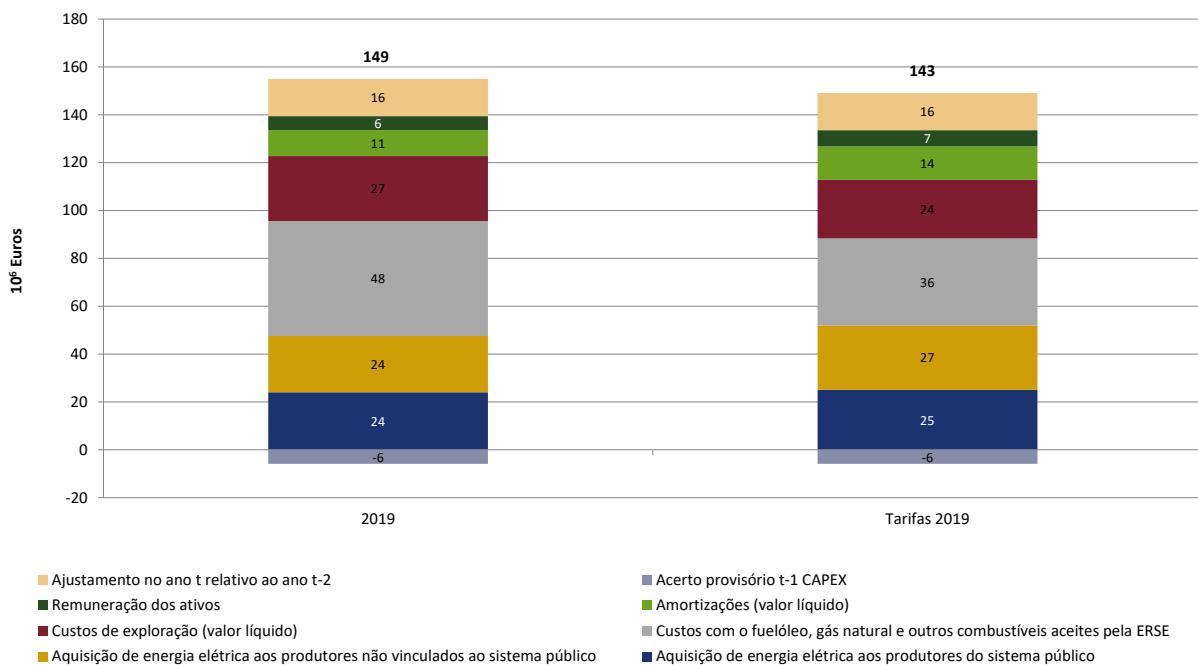
- -44,87 milhões de euros (linha 3) resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2019 por aplicação das tarifas no Continente (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2020 (linha1);
- 40,17 milhões de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS;
- -3,38 milhões de euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional;
- -2,67 milhões de euros (linha 10) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-118 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2019	Tarifas 2019	Diferença 2019 - Tarifas 2019	
				10 ³ EUR	10 ³ EUR
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	10 827	14 010	-3 183	-22,7%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	119 237	132 150	-12 913	-9,8%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	4,88%	5,17%	-0,28 p.p.	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-5 822	-5 822	0	-
e	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	24 067	25 128	-1 061	-4,2%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	23 516	26 789	-3 273	-12,2%
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	12 998	12 998	0	0,0%
i	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	3 380	4 846	-1 466	-30,3%
j	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	27 889	19 983	7 906	39,6%
k	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	20 161	16 413	3 748	22,8%
l	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	10 755	6 609	4 146	62,7%
m	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
n	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-15 533	-15 533	0	-
$1 = a + b*c + d + e + f + g + h + i + j + k + l + m - n$		Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema		149 126	143 315
2		Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente		104 255	
3 = 2 - 1	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos			-44 871	
4	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS			40 173	
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			-3 382	
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread			0,233%	
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,222%	
$9 = [3 + 4 + 5 + 6] * [1+(7/100) * (1+(8/100))]$		Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2		-8 120	
10	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros			-2 668	
11 = 9 + 10	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2			-10 788	

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 2019 como em Tarifas de 2019, 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 4-33 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM

No Quadro 4-119 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, quase exclusivamente, do decréscimo do preço médio de aquisição de energia de origem térmica, face aos valores de tarifas para 2019.

Quadro 4-119 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM

	2019	Tarifas 2019	Desvio (2019-Tarifas 2019)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SPM (MWh)	192 603	192 000	603	0,3%
Preço Médio (EUR/MWh)	125,0	130,9	-5,9	-4,5%
Custo Total (10³ EUR)	24 067	25 128	-1 061	-4,2%

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 2019 com os previstos nas tarifas para 2019.

Quadro 4-120 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados

	2019	Tarifas 2019	Desvio (2019-Tarifas 2019)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica ao SIM (MWh)	174 100	206 777	-32 677	-15,8%
Preço Médio (EUR/MWh)	135,1	129,6	5,5	4,3%
Custo Total (10³ EUR)	23 516	26 789	-3 273	-12,2%

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 ligeiramente inferiores ao previsto, o que se justifica pela quantidade adquirida ter sido menor do que o considerado nas tarifas.

O preço médio de aquisição aos produtores não vinculados foi superior ao preço médio de aquisição aos outros produtores do SPM. Algumas tecnologias, designadamente a fotovoltaica e a microgeração, apresentaram preços substancialmente superiores, em posição oposta a eólica, hídrica e a RSU observaram preços inferiores ao preço médio de aquisição aos outros produtores de SPM.

No Quadro 4-121 é analisada a aquisição de energia elétrica, desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2019 com os valores das tarifas para 2019.

Quadro 4-121 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2019					Tarifas 2019					Variação 2019/Tarifas 2019		
	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	169 135	4 966	174 100	23 516	135,1	199 898	6 880	206 777	26 789	129,6	-15,8%	-12,2%	4,3%
Térmica													
Fuel													
Gasóleo													
Hídrica	3 942	0	3 942	446	113,0	4 363	0	4 363	506	116,0	-9,7%	-12,0%	-2,6%
Eólica	94 083	1 176	95 259	8 562	89,9	119 042	2 718	121 760	10 771	88,5	-21,8%	-20,5%	1,6%
Geotérmica													
Outros	71 109	3 790	74 899	14 508	193,7	76 492	4 162	80 654	15 511	192,3	-7,1%	-6,5%	0,7%
RSU	40 929	0	40 929	3 635	88,8	36 177	0	36 177	3 321	91,8	13,1%	9,4%	-3,3%
Fotovoltaica	25 222	3 282	28 503	9 679	339,6	33 134	3 195	36 329	10 435	287,2	-21,5%	-7,2%	18,2%
Microprodução	4 959	508	5 467	1 194	218,4	7 181	967	8 148	1 755	215,4	-32,9%	-32,0%	1,4%

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 de 2014.

O quadro infra permite comparar os custos com os combustíveis consumidos previstos e verificados, bem como os valores aceites pela ERSE.

Quadro 4-122 - Comparaçāo entre os custos com os combustíveis em 2019 previstos e ocorridos

	Custo total (10 ³ EUR)					
	Aceite ERSE	Previsto tarifas	Verificado	Variação		
				(1)	(2)	(3)
Fuelóleo	27 889	19 983	27 047	3,1%	39,6%	35,3%
Gasóleo	1 712	1 482	1 875	-8,7%	15,5%	26,5%
Óleo + Amónia + Biofuel	882	600	882	0,0%	46,9%	46,9%
Gás Natural	17 568	14 331	17 737	-1,0%	22,6%	23,8%
Total	48 051	36 396	47 540	1,1%	32,0%	30,6%

Observa-se que, em 2019, os custos com os combustíveis aceites pela ERSE foram superiores aos verificados, tendo contribuído para esta situação o facto de os custos de fuelóleo terem sido inferiores aos seus respetivos custos de referência. Situação oposta verificou-se nos casos do gás natural e do gasóleo.

Tal como referido anteriormente, no período regulatório 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 2015, foi iniciado o processo de realização de um novo estudo com vista à redefinição dos custos eficientes de aquisição do fuelóleo nas Regiões Autónomas, bem como o alargamento do seu âmbito aos custos com os restantes combustíveis consumidos. Com base no estudo, concluído em 2016, a ERSE determinou os custos de referência a aplicar no período regulatório 2015-2017, para os vários tipos de combustíveis consumidos nas Regiões Autónomas, fuelóleo, gasóleo e gás natural. Os ajustamentos a esses custos referente a 2019, incorporam os resultados do estudo.

Custos de referência para a aquisição de fuelóleo, gasóleo e gás natural na RAM

O Quadro 4-123 apresenta os valores com fuelóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2019.

Quadro 4-123 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais de 2019

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2019 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2019 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
Madeira	404,215	60 776		190 804	24 757 312	23 836 986	920 326
Porto Santo	393,925	7 418	210 000		3 132 048	3 209 681	-77 633
	68 194		210 000	190 804	27 889 360	27 046 667	842 693

O Quadro 4-124 apresenta os valores com gasóleo aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2019.

Quadro 4-124 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais de 2019

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2019 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2019 EUR	Custo real EUR	Custos não aceites EUR
Madeira	0,549	1 641 014	25 114	926 031	1 004 754	-78 723
Porto Santo	0,549	1 413 865	9 729	785 941	869 889	-83 948
	3 054 879		34 842	1 711 971	1 874 643	-162 671

O Quadro 4-125 apresenta os valores com gás natural aceites para a EEM no ajustamento aos custos de 2019.

Quadro 4-125 - Determinação dos custos eficientes associados ao gás natural e comparação com os custos reais de 2019

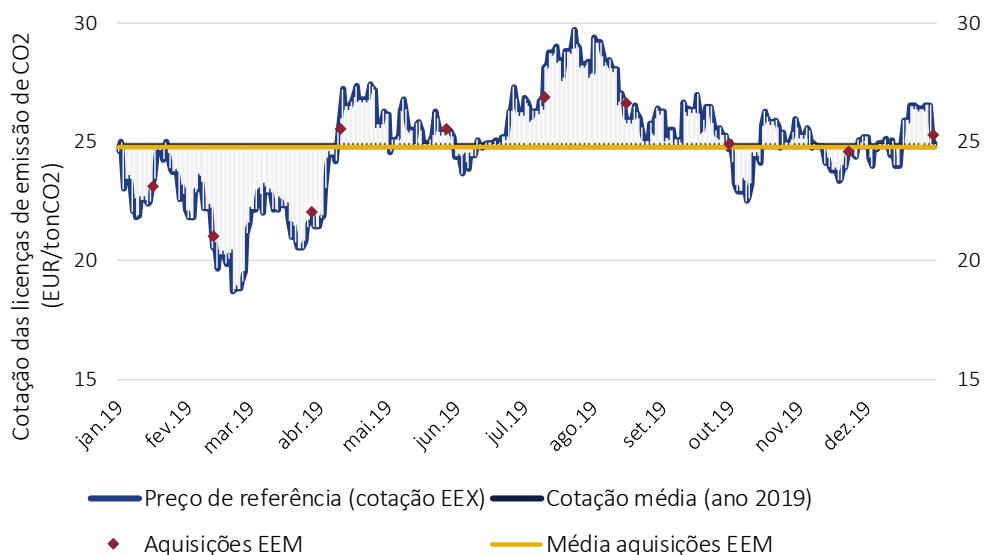
Custo unitário EUR/MWh térmico	Consumo 2019 (t/kl / MWh térmico)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2019 EUR	Custo real EUR/MWh térmico	Custos não aceites EUR
Madeira	40,95	429 034	0	17 567 737	17 737 160

Licenças de CO₂

Em 2019, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas (direta ou indiretamente) pela EEM (Vitória, Porto Santo e Caniçal) correspondeu a 431 716 toneladas de CO₂, das quais 130 475 foram adquiridas licenças pela EEM, em virtude da necessidade da AIE⁹³ 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 431 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 10,696 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 24,82 EUR/ton_{CO2}.

⁹³ Atlantic Island Electricity

Figura 4-34 - Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAM, 2019

O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EEM em 2019 foi inferior à cotação média em mercado secundário em 0,04 EUR/ton_{CO2}. Nesse sentido, o custo global de aquisição foi cerca de 17,2 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 2019 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 43,1 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 2019, de 10,732 milhões de euros (cerca de 432 mil toneladas valorizadas a 24,86 EUR/ton_{CO2}), a que acrescem 2 590 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 2019 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 10 755 050,06 euros, no qual inclui 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 4-126 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2019 (1)	Tarifas 2019 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	27 976	29 715	-5,9%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	445 934	448 643	
Investimento Direto	1 396	30 227	
Transferências para Exploração	51 563	64 951	
Reclassificações, alienações e abates	0	0	
Saldo Final (2)	498 892	543 821	-8,3%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	327 182	327 316	
Amortizações do Exercício	11 473	16 309	
Regularizações	0	0	
Saldo Final (4)	338 655	343 625	-1,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	9 287	9 188	
Comparticipações do ano	22 588	41 145	
Amortização do ano	646	2 299	
Saldo Final (6)	31 228	48 035	-35,0%
Ativo Líquido a remunerar			
Valor de 2018 (7) = (1) - (3) - (5)	109 466	112 139	-2,4%
Valor de 2019 (8) = (2) - (4) - (6)	129 008	152 161	-15,2%
Ativo Líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	119 237	132 150	-9,8%

À semelhança do sucedido nos últimos anos, o desvio verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2019 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 2019 foi de 5,17%. 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 4,88%.

Tarifa Social

De acordo com o n.º 6 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2019 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2019. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2020).

O valor resultante é atualizado para 2021 através da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2019, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2020, 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 4-127 - Ajustamento da tarifa social

		10³ EUR
		2019
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2	2 991
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2	3 398
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	-407
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	-293
<i>i_{t,2}</i>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread	0,283%
<i>i_{t,1}</i>	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,222%
E = C × (1 + i _{t,2}) × (1 + i _{t,1}) - [D × (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	-116

No âmbito dos ajustamentos definitivos de 2018 do financiamento da tarifa social, a ERSE recebeu da DGEG a lista reformulada e atualizada relativamente aos produtores que financiam a tarifa social e respetivas potências referente a 2018, possibilitando, desta forma, no atual exercício tarifário, efetuar os ajustamentos da tarifa social por produtor referentes a 2018. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de -348 milhares de euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

Figura 4-35 - Ajustamento extraordinário da tarifa social de 2018

		Unidade: 10 ³ EUR
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-3	2018 794
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-3	5 224
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-3, por aplicação da tarifa social	-4 430
D	Ajustamento estimado em 2019 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de UGS em t-1	-4 098
i_{2018}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2018 acrescida de spread	0,327%
i_{2019}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%
$[(C) * (1+i_{2018})] * (1+i_{2019}) - D * (1+i_{2019})$	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	-348
i_{2020}	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de setembro de 2020 acrescida de spread	0,222%
$[(C) * (1+i_{2018})] * (1+i_{2019}) - D * (1+i_{2019})] * i_{2020}$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-3, por aplicação da tarifa social	-348

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2021 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2020, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2020. 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 2021 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-128.

Quadro 4-128 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2020	2020 em 2020	Tarifas 2021
1	Amortização dos ativos fixos	13 286	12 275	
2	Valor médio dos ativos fixos	134 980	134 129	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	4,88%	4,60%	
$A=1+2*3$	Custo com capital afecto à AGS	19 877	18 439	
$B=A$ (Tarifas 2020) - A (2020 em 2020)	Ajustamento sem juros			-1 437
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,222%
$D=B*(1+C)$	Ajustamento com juros			-1 441

TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 5 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor, 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 2020 e o desconto previsto conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2020. Este montante é atualizado para 2020 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2020, 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 4-129 - Ajustamento provisório 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-1	3 433
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	3 333
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	100
i _{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,222%
D = (1 + i _{t-1}) × 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	100

4.7.2 ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 não implicaram alterações da 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 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

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 121º do Regulamento Tarifário em vigor. O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2021, encontrando-se, igualmente, apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2020.

Quadro 4-130 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM

			Unidade: 10 ³ EUR		
			Tarifas 2020	Tarifas 2021	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)]	13 152	14 142	7,5%	
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	9 074	9 461	4,3%	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	105 804	110 366	4,3%	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,13%	4,85%	-0,29 p.p.	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 353	-668	-50,7%	
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)]	4 678	4 716	0,8%	
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 324	2 308	-0,7%	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 354	2 408	2,3%	
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/kWh)	0,00551	0,00548	-0,7%	
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	210 117	217 757	3,6%	
h	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	3,81557	3,78973	-0,7%	
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	313	321	2,3%	
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	342	-230	-	
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	17 488	19 087	9,1%	
6	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(l) + (k) x (i) + (m)]	8 658	9 434	9,0%	
j	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	5 999	6 732	12,2%	
k	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	51 541	53 319	3,4%	
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,13%	4,85%	-0,29 p.p.	
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	13	119	-	
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)]	12 310	12 141	-1,4%	
n	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 104	6 063	-0,7%	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 206	6 078	-2,1%	
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/kWh)	0,00523	0,00519	-0,7%	
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	589 120	572 738	-2,8%	
q	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,02235	0,02220	-0,7%	
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	139 878	139 824	0,0%	
8	Rendas de concessão dos municípios em BT	6 924	6 764	-2,3%	
9	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	23	0	-	
10	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	155	309	-	
11 = 6 + 7 + 8 + 9 - 10	Proveitos Permitidos em BT	27 759	28 030	1,0%	
12 = 5 + 11	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 247	47 117	4,1%	
13	Energia Distribuída (MWh)	799 237	790 495	-1,1%	
14 = (12 + 4 + 10) / 13 * 1000	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	57,2	59,7	4,3%	

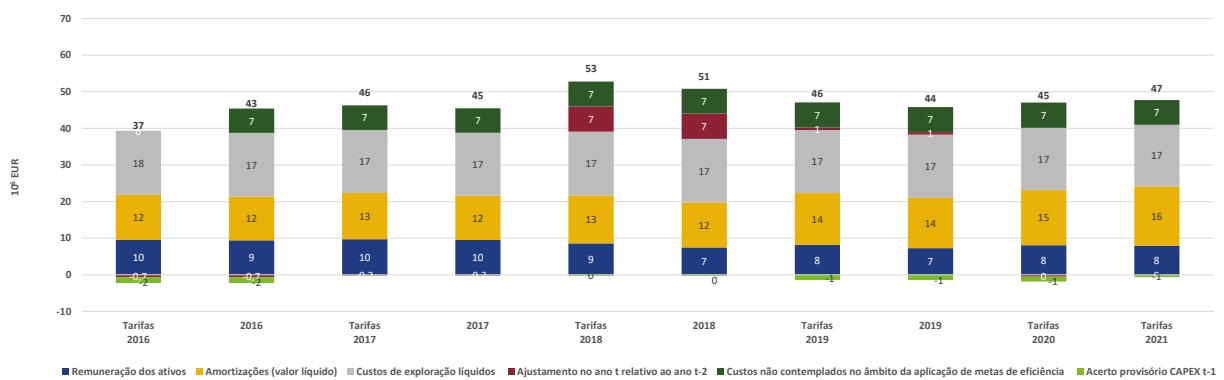
A análise do quadro evidencia um acréscimo do nível dos proveitos permitidos em média tensão de 2021 face aos valores aceites das tarifas para 2020 (de 17,5 milhões de euros para 19,1 milhões de euros), enquanto os proveitos permitidos da baixa tensão apresentam um ténue aumento (de 27,8 milhões de euros para 28 milhões de euros). No total da atividade de distribuição de energia elétrica, os proveitos permitidos ampliam-se (+4,1%) para 47,1 milhões de euros

Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta um incremento de 4,3%, para os 59,7 EUR/MWh. Esta evolução deve-se, essencialmente, ao incremento do CAPEX em MT e BT (+7,5% e 9%, respetivamente) em relação a tarifas de 2020, devido ao maior investimento face ao previsto, que sobrecompensa a diminuição do OPEX de BT.

O detalhe dos valores do OPEX poderá ser consultado no documento de “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

Na Figura 4-36 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2016 a 2020, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2019 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2019 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-36 - 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 2021 continuarão relacionadas com o custo com capital (remuneração do ativo adicionado dos custos com as amortizações) e com os custos de exploração. Registe-se, contudo, que o aumento dos proveitos permitidos desta atividade a partir de 2016 fica a dever-se ao pagamento das rendas de concessão.

Conforme já referido, 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 2021 o valor das rendas na Região Autónoma da Madeira ascenda a 6,8 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4.

Adicionalmente, na rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência em baixa tensão, está contemplado um ajustamento ao valor do incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes referente a 2019, considerando o montante real de 4 436 instalações integradas nas redes inteligentes a 31 de dezembro de 2019. Em tarifas de 2020, foram considerados, a título previsional, 4 500 instalações em BT.

4.7.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO DE 2019

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 em vigor.

No Quadro 4-131 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2019, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2019, por nível de tensão.

Os custos com capital em MT foram menores do que o previsto para 2019, enquanto no que diz respeito aos custos de operação observou-se um acréscimo relativamente ao previsto em tarifas de 2019, apesar de menor intensidade do que a diminuição do CAPEX. Para a BT, os comportamentos das rubricas mencionadas foram semelhantes, ou seja, assistiu-se a um decréscimo no CAPEX e a um aumento do OPEX.

Assim, o ajustamento de MT situa-se nos 230 milhares de euros a reaver pela empresa, enquanto o ajustamento de BT, de 309 milhares 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 80 milhares de euros.

O desvio de 2019 é decomposto pelas seguintes parcelas:

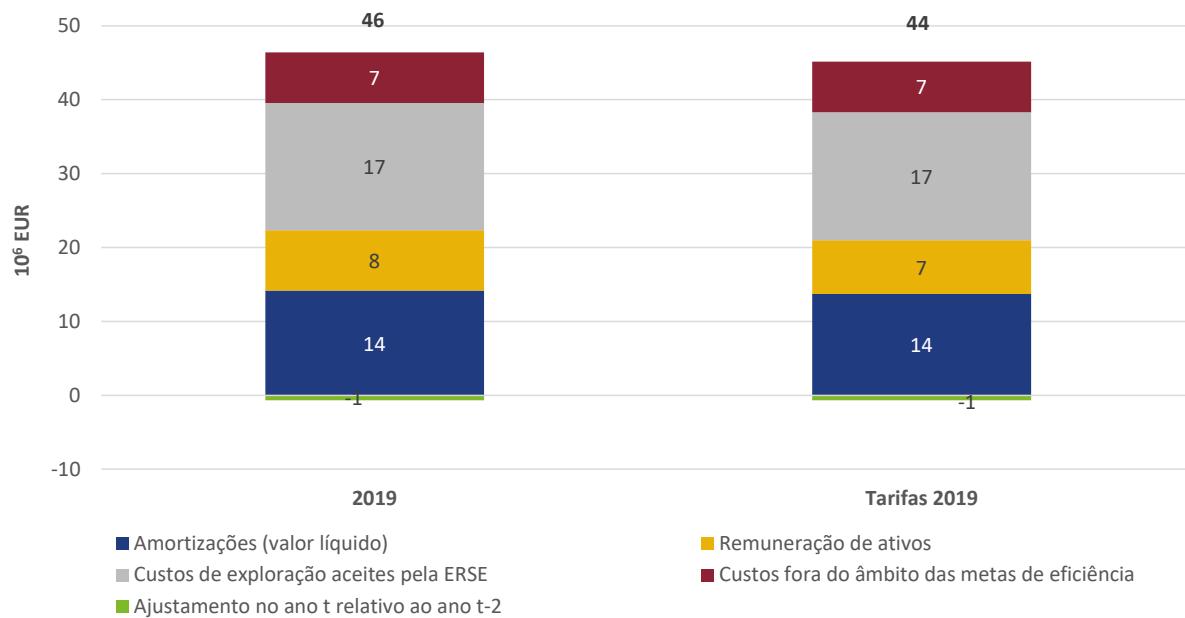
- -18,7 milhões de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2019 por aplicação das tarifas no Continente no total (linha 6 e linha 20) e os proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2020 (linhas 5 e 19));
- +20,1 milhões de euros (linhas 7 e 21) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE;
- -1,3 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 4-131 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2019 10 ³ EUR	Tarifas 2019 10 ³ EUR	Diferença 2019 - Tarifas 2019 %
1	Custo com capital afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]	11 455	13 207	-1 751 -13,3%
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	7 922	8 922	-1 000 -11,2%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	93 559	102 530	-8 971 -8,7%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,13%	5,42%	-0,28 p.p. -
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 269	-1 269	0 -
2	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e) * (f) + (g) * (h)]	4 863	4 763	100 2,1%
d	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 359	2 359	0 0,0%
	Componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 504	2 405	100 4,1%
e	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,00560	0,00560	0 0,0%
f	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	225 479	218 238	7 240 3,3%
g	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	3,87312	3,87312	0 0,0%
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	321	305	15 5,0%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-3	0	-3 -
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-678	-678	0 0,0%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	16 994	18 648	-1 654 -8,9%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	2 208		
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	15 907		
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	0,283%		
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,222%		
11 = (6 - 5 + 7 + 8)* *[1+(9)/100]*[1+(10)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	1 126		
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-1 356		
13 = 11 - 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	-230		
14	Custo com capital afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k) + (l')]	8 125	7 739	386 5,0%
i	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	5 783	5 248	535 10,2%
j	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	48 204	48 426	-222 -0,5%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,13%	5,42%	-0,28 p.p. -
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-132	-132	0 -
15	Custos de exploração afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(l) + (m) * (n) + (o) * (p)]	12 462	12 430	32 0,3%
l	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 196	6 196	0 0,0%
	Componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 266	6 234	32 0,5%
m	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,00531	0,00531	0 0,0%
n	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	582 957	584 569	-1 611 -0,3%
o	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,02269	0,02269	0 0,0%
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	139 840	138 053	1 787 1,3%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	6 856	6 863	-6 -
17	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	0 -
18	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	6	6	0 0,0%
19 = 14 + 15 + 16 + 17 - 18	Proveitos Permitidos em BT	27 438	27 026	412 1,5%
20	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	23 555		
21	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	4 177		
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	0,283%		
24	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,222%		
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	296		
26	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	13		
27 = 25 - 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	309		
28 = 13 + 27	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2	80		

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE previsto para tarifas 2019 e verificado nesse ano.

Figura 4-37- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-132 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2019 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-132 - Energia entregue pelas redes de distribuição

	2019	Tarifas 2019	Unidade: MWh	
			Desvio (2019-Tarifas 2019)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	225 479	218 238	7 240	3,3%
Fornecimentos BT	582 957	584 569	-1 611	-0,3%
Total	808 436	802 807	5 629	0,7%

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-133 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE. De salientar que desde o período de regulação 2012-2014, inclusive, o CAPEX deixou de estar incluído no âmbito do *price-cap*, passando para uma metodologia de custos aceites em base anual.

Quadro 4-133 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2019 (1)	Tarifas 2019 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	19 472	25 717	-24,3%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	400 355	406 652	
Investimento Directo	7 199	19 524	
Transferências para Exploração	21 654	16 018	
Reclassificações, alienações e abates	-39	0	
Saldo Final (2)	429 169	442 194	-2,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	258 977	259 386	
Amortizações do Exercício	14 366	14 939	
Regularizações	-28	0	
Saldo Final (4)	273 314	274 325	-0,4%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	5 822	5 070	
Comparticipações do ano	2 726	3 855	
Amortização do ano	661	770	
Saldo Final (6)	7 886	8 154	-3,3%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2018 (7) = (1) - (3) - (5)	135 556	142 196	-4,7%
Valor de 2019 (8) = (2) - (4) - (6)	147 968	159 714	-7,4%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	141 762	150 955	-6,1%

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2019 na atividade de distribuição foi inferior ao previsto em tarifas, invertendo a situação verificada em 2018, onde o valor previsto para o investimento na atividade de distribuição foi inferior 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 2019 foi de 5,42% 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 5,13%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020

Os proveitos permitidos de 2021 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2020, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2020. 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 valor incluído nas tarifas de 2021 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-134.

Quadro 4-134 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos			Unid: 10 ³ EUR
		Tarifas 2020 2020 em 2020 Tarifas 2021			
		<u>MT</u>			
1	Amortização dos ativos fixos	9 074	8 882		
2	Valor médio dos ativos fixos	105 804	102 295		
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,13%	4,85%		
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 505	13 839		
B=A (Tarifas 2020) - A (2020 em 2020)	Ajustamento sem juros			-666	
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,222%	
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-667	
BT					
1	Amortização dos ativos fixos	5 999	6 244		
2	Valor médio dos ativos fixos	51 541	51 989		
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,13%	4,85%		
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	8 645	8 763		
B=A (Tarifas 2020) - A (2020 em 2020)	Ajustamento sem juros			119	
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,222%	
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			119	

4.7.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As alterações introduzidas no Regulamento Tarifário para o período regulatório 2018-2020 não implicaram 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 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

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 122º do Regulamento Tarifário em vigor.

O quadro infra apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2021, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2020.

Quadro 4-135 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

			Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2020	Tarifas 2021	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)]	46	56	20,9%	
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	43	44	4,3%	
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	232	245	5,6%	
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,13%	4,85%	-0,29 p.p.	
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	-8	-1	-94,0%	
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)]	458	462	1,0%	
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	225	225	-0,2%	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	232	237	2,2%	
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	0,74113	0,73982	-0,2%	
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	313	321	2,3%	
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	-7	13	-	
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos permitidos em MT	511	505	-1,1%	
6	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]	415	502	20,9%	
h	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	383	400	4,3%	
i	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	2 090	2 207	5,6%	
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,13%	4,85%	-0,29 p.p.	
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	-75	-5	-94,0%	
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)]	4 115	4 107	-0,2%	
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 033	2 029	-0,2%	
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 082	2 078	-0,2%	
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,01489	0,01486	-0,2%	
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	139 878	139 824	0,0%	
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	-23	16	-	
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos permitidos em BT	4 554	4 592	0,8%	
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 065	5 097	0,6%	
12 = (11 + 4 + 9) / (g + n)	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/cliente)	35,9	36,6	1,8%	

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2021 apresenta um ligeiro acréscimo de 0,6% (+33 milhares de euros) face aos valores aceites nas tarifas para 2020, para 5,097 milhões de euros (505 milhares de euros em MT e 4,592 milhões de euros em BT). Este ligeiro aumento deve-se, essencialmente, ao acréscimo do valor médio dos ativos e das amortizações nos dois níveis de tensão, que levou a um incremento do CAPEX superior à redução dos custos de exploração de BT.

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2016 a 2021, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Verifica-se uma certa estabilidade ao longo do período analisado.

Figura 4-38 - 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 2019

O ajustamento da atividade de Comercialização de Energia Elétrica é calculado de acordo com o n.º 4 do artigo 121.º do Regulamento Tarifário em vigor.

O Quadro 4-136 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2019, apurado por nível de tensão.

Ao contrário da distribuição, o desvio negativo do CAPEX entre o real e o previsional de 2019 foi superior ao desvio positivo do OPEX, levando a um ajustamento de t-2 a pagar pela empresa de 28 milhares de euros. Este efeito materializou-se em 13 milhares de euros em MT e 16 milhares de euros em BT.

O desvio de 2019 é decomposto pelas seguintes parcelas:

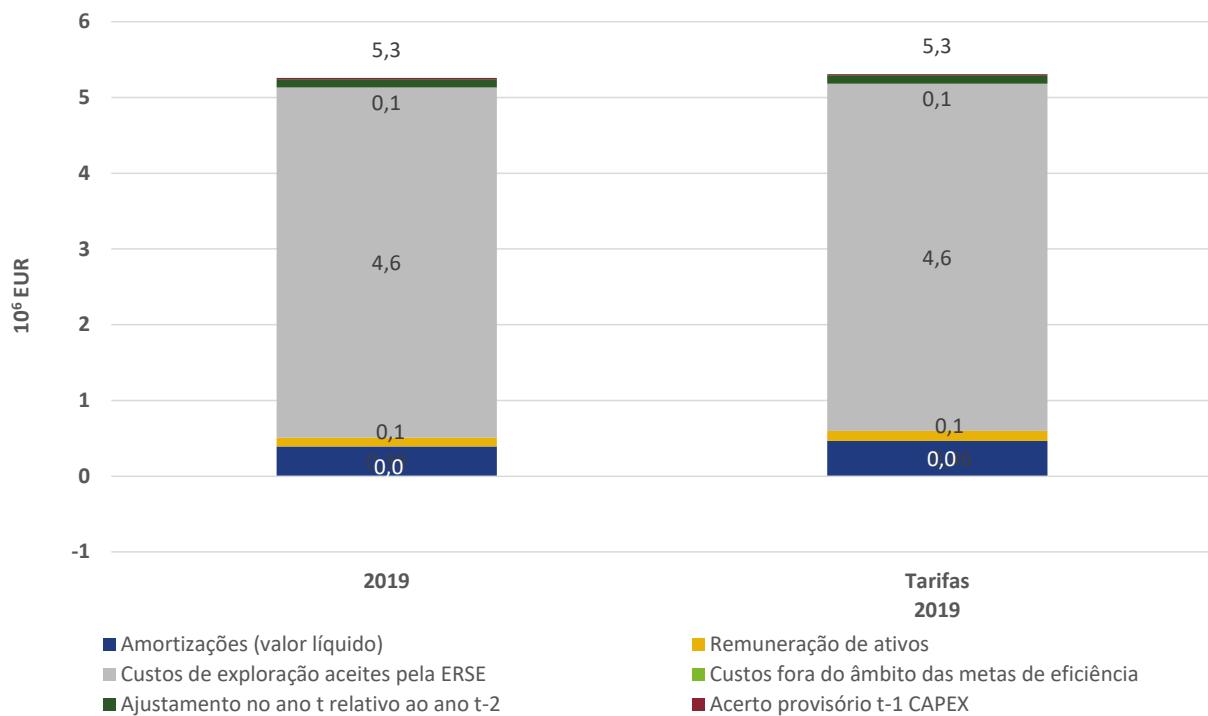
- -1,63 milhões de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2019 por aplicação das tarifas no Continente (linha 6 e linha 19) e os proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2020 (linha 5 e linha 18);
- +1,74 milhões de euros (linha 7 e linha 20) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE;
- -84 milhares 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 4-136 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2019	Tarifas 2019	Diferença	
				10 ³ EUR	10 ³ EUR
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) +(a')]	52	61	-9	-14,6%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	39	46	-7	-15,5%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e comparticipações	226	247	-21	-8,5%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,13%	5,42%	-0,28 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	1	1	0	-
2	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em MT, aceites pela ERSE [(d) + (e)* (f)]	468	456	11	2,5%
d	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	228	228	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	240	229	11	5,0%
e	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,74851	0,74851	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	321	305	15	5,0%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-13	-13	0	0,0%
5 = 1+2+3-4	Proveitos Permitidos em MT	533	530	2	0,5%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	225			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	329			
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	0,283%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,222%			
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	21			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-8			
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 (l) + (g')]	471	552	-81	-14,6%
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	354	418	-65	-15,5%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e comparticipações	2 039	2 227	-188	-8,4%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,13%	5,42%	-0,28 p.p.	-
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	13	13	0	-
15	Custos de exploração afetos à atividade de Comercialização de Energia Elétrica líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, em BT, aceites pela ERSE [(j) + (k)* (l)]	4 155	4 128	27	0,7%
j	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 053	2 053	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	2 103	2 076	27	1,3%
k	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,015036	0,015036	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	139 840	138 053	1 787	1,3%
16	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-2	-2	0	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-99	-99	0	-
18	Proveitos Permitidos em BT	4 723	4 776	-54	-1,1%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	3 402			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1 411			
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	0,283%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,222%			
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	91			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-75			
26 = 24 - 25	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	16			
27 = 13 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2	28			

Na Figura 4-39 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE previstos em tarifas de 2019 e ocorridos nesse ano.

Figura 4-39 - 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 2019 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-137 - Número médio de clientes

	2019	Tarifas 2019	Desvio (2019-Tarifas 2019)	
			Valor	%
Clientes MT	321	305	15	5,0%
Clientes BT	139 840	138 053	1 787	1,3%
TOTAL	140 161	138 358	1 803	1,3%

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 2019 foi de 5,42% 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 5,13%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2020

Os proveitos permitidos de 2021 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2020, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2020. À semelhança do que ocorreu na atividade de distribuição, o valor total a devolver pela empresa decorre da diminuição da taxa de remuneração, apesar do ligeiro acréscimo verificado no valor médio dos ativos fixos. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2021 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-138.

Quadro 4-138 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2020	2020 em 2020	Tarifas 2021
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	43	43	
2	Valor médio dos ativos fixos	232	236	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,13%	4,85%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	54	54	
B=A (Tarifas 2020) - A (2020 em 2020)	Ajustamento sem juros		-1	
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		0,222%	
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		-1	
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	383	383	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 090	2 125	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,13%	4,85%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	490	486	
B=A (Tarifas 2020) - A (2020 em 2020)	Ajustamento sem juros		-5	
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		0,222%	
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros		-5	

4.7.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2021

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2021 é apresentado no Quadro 4-139. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2020.

Quadro 4-139 - Proveitos permitidos da EEM

			Unidade: 10 ³ EUR
	Tarifas 2020	Tarifas 2021	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	141 398	132 212	-6,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 247	47 117	4,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 065	5 097	0,6%
Proveitos permitidos da EEM	191 709	184 427	-3,8%

Os proveitos permitidos da EEM para 2021 apresentam um decréscimo face aos valores de 2020, para 184,4 milhões de euros. Esta variação é explicada pela diminuição nos proveitos da atividade da AGS da EEM, particularmente pela diminuição dos custos com combustíveis.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos da EEM apresentam uma diminuição em relação aos valores de 2020, para 173,7 milhões de euros, que se deve à redução na atividade de AGS.

Quadro 4-140 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

			Unidade: 10 ³ EUR
	Tarifas 2020	Tarifas 2021	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	129 712	121 424	-6,4%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 744	47 197	3,2%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 035	5 126	1,8%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)	180 492	173 746	-3,7%

O Quadro 4-141 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 2019, com os proveitos recuperados em 2019 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2019 e com os proveitos de 2019 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2021.

Quadro 4-141 - Ajustamento da EEM em 2019

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2018 (Tarifas 2019)	Proveitos recuperados em t-2 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2020	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+spread)*(1+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	143 315	104 255	149 126	40 173	0	-3 382	-8 079	-8 120	-2 668	-10 788
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	45 675	25 763	44 432	20 084	0		1 415	1 422	-1 343	80
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 306	3 627	5 255	1 739	0		112	112	-84	28
Proveitos permitidos à EEM	194 296	133 646	198 813	61 996	0	-3 382	-6 553	-6 586	-4 095	-10 680

4.7.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

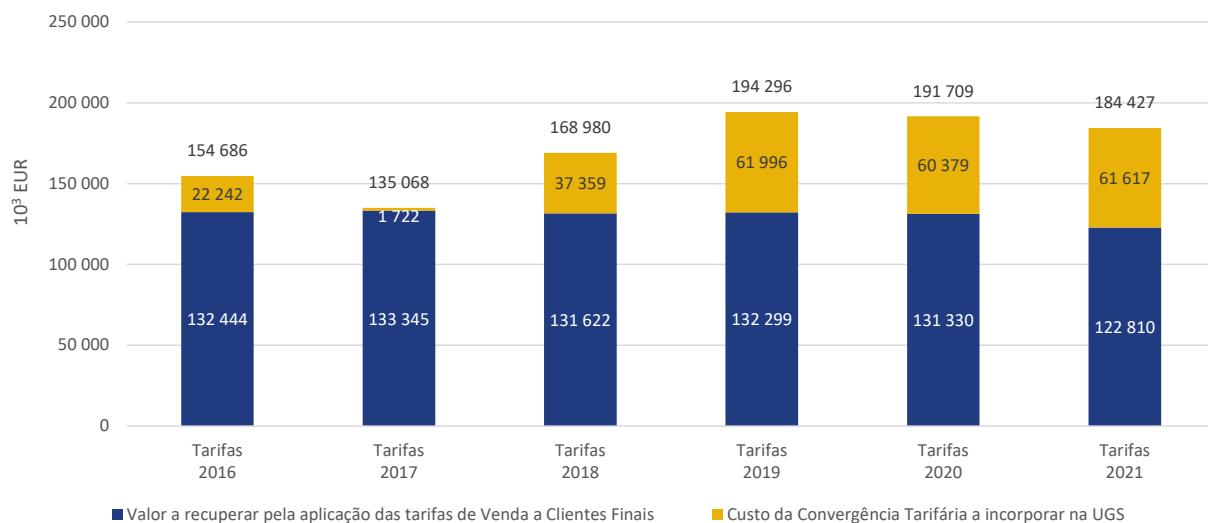
No Quadro 4-142 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2020 e 2021. É também apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

Quadro 4-142 - Custo com a convergência tarifária na RAM

Unidade: 10^3 EUR			
		Tarifas 2020	Tarifas 2021
$\tilde{S}M_t^{AGS}$ $\tilde{R}_t^{M,AGS}$ $\tilde{R}_{AGS,t}^M$ $\tilde{S}RAM_t^{AGS}$	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema 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 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	38 714 141 398 102 684 0	38 281 132 212 93 931 0
$\tilde{S}M_t^D$ $\tilde{R}_{j,t}^D$ $\tilde{R}_{D,j,t}^M$ $\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica 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 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	20 716 45 247 24 531 0	22 368 47 117 24 749 0
$\tilde{S}M_t^C$ $\tilde{R}_{j,t}^C$ $\tilde{R}_{C,j,t}^M$ $\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica 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 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	949 5 065 4 116 0	968 5 097 4 130 0
$\tilde{R}AM_{Pol,t}$	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	60 379	61 617

A Figura 4-40 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

Figura 4-40 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2021 registou um montante semelhante ao verificado em Tarifas 2020. Este comportamento é explicado pelo efeito do aumento das tarifas do Continente ser semelhante à redução dos proveitos permitidos da EEM, em consequência da queda dos custos com combustíveis na atividade da AGS.

5 ANÁLISES COMPLEMENTARES

5.1 PREÇOS DE TRANSFERÊNCIA

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) sofreu uma reorganização empresarial originada pelo processo de *unbundling* das diversas atividades da rede face às restantes imposta pelo normativo legal, de modo a garantir um funcionamento mais transparente dos mercados grossista e retalhista do SEN. Recorda-se que apesar das atividades do SEN beneficiarem, de um modo geral, de fortes economias de escala, o que justificaria, à partida, a fusão de empresas ao longo da cadeia de valor do SEN, este contexto legal e organizacional justifica que várias atividades deste sistema sejam desenvolvidas por diferentes empresas, incrementando o número de operadores no setor elétrico.

Este incremento da pluralidade de operadores gera uma maior complexidade regulatória das atividades do SEN sujeitas a regulação, que é ampliada pelo facto dos diferentes operadores estarem integrados em grupos económicos e puderem incluir na sua estrutura de negócio atividades não reguladas.

Este impacto na complexidade regulatória é potencializado por estes grupos económicos terem vindo a desenvolver processos de reestruturação, que têm conduzido à criação de estruturas organizacionais formadas por empresa localizadas nas atividades operacionais do *core business* do grupo 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. Este processo decorre do objetivo de diversificação e desenvolvimento de novas áreas de negócios e da presença de *know-how*, recursos e infraestruturas internas que sustentam essas opções de expansão das empresas.

Estes procedimentos de gestão criam um emaranhado de relações/operações entre as empresas reguladas e empresas não reguladas, potenciando a existência de subsidiações cruzadas entre essas atividades em desfavor dos consumidores, o que, por sua vez, justifica uma maior vigilância do regulador sobre os fluxos económicos entre atividades. Esta realidade criou a necessidade de a ERSE obter informação mais detalhada sobre as atividades. Em particular, a existência de empresas reguladas e empresas não reguladas inseridas nos diversos grupos empresariais do setor energético implicou, entre outros procedimentos, o início da análise e monitorização das operações intragrupo consubstanciada na análise dos Dossiers Fiscais de Preços de Transferência (DFPT).

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 subsidiação 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 rubricas a aceitar e, caso aplicável, aos respetivos montantes).

Volta-se a recordar que o processo de análise dos DFTP decorre desde 2013 e originou duas auditorias aos grupos EDP e REN dado o elevado grau de complexidade das estruturas organizativas destes grupos económicos. Estas auditorias realizaram-se durante os anos de 2015 e 2016 e visaram analisar com maior detalhe as operações intragrupo que ocorrem de forma recorrente na esfera de atuação destes dois grupos económicos. As conclusões e as recomendações apresentadas pelos auditores findo estes processos conduziram a ajustamentos, incorporados na base de custos definida para o atual período regulatório das empresas EDA, E-Redes e REN.

Atualmente, encontra-se a decorrer o processo anual de análise da documentação de preços de transferência. Este processo assume uma maior materialidade por o ano de 2021 corresponder ao ultimo ano do atual período regulatório e ser necessário proceder-se ao inicio da preparação dos parâmetros e bases de custos do próximo período. Assim, importará avaliar os eventuais impactes das recomendações dos auditores suprarreferidas, caso as empresas as tenham considerado. Adicionalmente, a importância desta análise acresce em resultado das alterações observadas nos últimos anos nos grupos económicos associados ao setor elétrico.

5.2 CUSTOS DE REFERÊNCIA PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

5.2.1 ENQUADRAMENTO

Nos termos dos números 8 e 9 do artigo 50.º do Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, a ERSE deverá definir, anualmente, custos de referência para a atividade de comercialização, no âmbito de uma gestão criteriosa e eficiente.

Para o cumprimento do requisito legal suprareferido, a ERSE implementou um processo anual de recolha de informação sobre a atividade de comercialização através da submissão de um questionário aos comercializadores do setor elétrico e do gás natural. Este processo decorre desde 2013 e tem-se caracterizado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado. Na análise efetuada para o ano de 2013, a amostra inicial incluía os dados de 23 empresas, enquanto para a presente análise da amostra inicial já inclui cerca de cinco dezenas de empresas comercializadoras (desde de 2013 que se observa entradas e saídas de empresas nesta atividade). Este crescimento foi justificado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado decorrente de iniciativas de promotores nacionais e de outros países, designadamente de Espanha.

Este alargamento da amostra produz elevados benefícios para a presente análise em resultado do incremento da informação sobre os recursos necessários para o desenvolvimento da atividade de comercialização, bem como, novos desafios para o processo de recolha dessa mesma informação anual. Os novos operadores tendem a apresentar um menor domínio da terminologia, conceitos e procedimentos de reporte associados ao processo regulatório das diferentes atividades e funções da cadeia de valor da energia elétrica e gás natural. O reporte segmentado resultante da distinção das atividades relacionadas com a aquisição de energia e aquisição e venda dos acessos às infraestruturas da estrita atividade de comercialização constitui um exemplo da complexidade do processo de recolha de informação. Acresce o facto de alguns operadores estarem integrados em grupos económicos internacionais com processos de reporte contabilístico distintos.

A publicação anual de custos de referência para a atividade de comercialização subentende um processo anual de recolha de informação através de questionário, que permite obter uma atualização da informação sobre a atividade de comercialização de energia e construir uma base de dados que possibilita aferir a dinâmica desta própria atividade.

A entrada de novos comercializadores tem levado a ERSE, aquando do processo de submissão dos questionários, a desenvolver, diversas interações de clarificação do procedimento de reporte da informação junto dessas empresas.

Em 2020, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2019, bem como, solicitou o preenchimento do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2019. Neste processo foram inquiridos um universo de 54 comercializadores (mais 5 relativamente a 2019⁹⁴), tendo-se obtido 41 respostas. À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressalvar que os dados dos inquéritos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial. A figura seguinte identifica as empresas e/ou os grupos económicos que efetivaram uma resposta ao questionário e/ou procederem à divulgação de informação relativa ao ano de 2019 no contexto do referido questionário.

⁹⁴ Neste processo deve-se considerar a existência da saída de comercializadores do mercado, bem como, a entrada de novos.

Figura 5-1 - Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE



Recorda-se que os dados obtidos das 41 respostas recebidas relativamente à caracterização da atividade comercialização no ano de 2019 foram integradas na base dados que a ERSE tem vindo a construir para este efeito. Esta base de dados incorpora a informação económica e física sobre atividade de comercialização de energia elétrica e gás natural desde o ano de 2009. Contudo, apenas a partir de 2013 os dados apresentam maior consistência para efeitos de comparação entre empresas, pelo que as análises que a ERSE tem vindo a efetuar anualmente têm apenas considerado os dados a partir deste ano. O

presente estudo foi desenvolvido com os dados referentes ao período de 2013 a 2019, resultando numa amostra inicial de 219 observações.

Da análise prévia da amostra observou-se que existem empresas que se apresentam numa fase embrionária da sua atividade e/ou elevada especificidade da sua atividade operacional (por exemplo, centralizadas no fornecimento a clientes industriais). Estas especificidades criam significativos enviesamentos nos resultados e o surgimento de observações *outliers* ao nível dos custos unitários apresentados. Neste sentido, optou-se, nesta fase, pela aplicação da metodologia do *Filtro de Tukey* para se proceder à eliminação destas observações. A aplicação desta metodologia resultou numa amostra de 175 observações.

Não é por demais salientar que a presente análise, que atualiza a análise efetuada no ano anterior, foi efetuada no decurso de um período regulatório, pelo que tem um caráter informativo. Pelo contrário, a análise efetuada em 2017 permitiu sustentar a definição dos parâmetros da atividade de comercialização e, consequentemente, os proveitos permitidos dessa atividade, para o período compreendido entre 2018 e 2021.

5.2.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Nos últimos anos, o setor energético tem sofrido transformações tecnológicas e organizacionais muito significativas. Nas alterações organizacionais destaca-se as *utilities* do setor energético deixarem ser deixaram de ser entendidas como monopólios naturais verticalmente integrados e de propriedade estatal impactando, na maioria dos países ocidentais, num processo de *unbundling* das diversas atividades do setor: produção, transporte e distribuição e privatização dos mesmos. No caso particular da atividade de comercialização sobressai a introdução do fator competição no mercado retalhista do setor elétrico e gás natural que, no caso dos países da União Europeia, tem sido um processo mandatado pelas diversas Diretivas Europeias. Este aspetto tem implicado uma dinâmica na estrutura empresarial da atividade de comercialização de energia com entradas e saídas de comercializadores, reestruturações empresariais, incluindo processos de aquisições e fusões entre as empresas comercializadoras.

Neste sentido, tanto a nível europeu, como no caso português em concreto, tem ocorrido um processo gradual de entrada de novos *players* no segmento da comercialização de energia elétrica e gás natural. A regulamentação associada ao processo de *switching* dos clientes tem facilitado este processo. Concomitantemente, têm começado a surgir comercializadores com diferentes perfis, quer no que respeita à sua escala, quer em relação às condições de laboração.

Este crescimento do número de comercializadores significará a existência de uma diversidade de perfis de empresas participantes no segmento liberalizado da atividade de comercialização de energia elétrica. Esta diversidade significa ser expectável que as diferentes empresas apresentem estruturas de gastos diferenciadas, em função de especificidades como a dimensão, a localização e a dispersão da atividade, perfil de consumo da carteira de clientes, inserção em grupos empresariais, maturidade, etc.

O Quadro 5-1 apresenta a análise descritiva da amostra no período considerado neste estudo (do ano 2013 a 2019) considerando três indicadores: número de clientes, custos totais operacionais da atividade de exploração e o custo operacional unitário por cliente. Os resultados permitem observar uma elevada heterogeneidade dos comercializadores ao nível desses três indicadores.

Quadro 5-1 - Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2019

Percentil	Clientes (#)		Custo Total (€)		Custo Unitário por Cliente	
	Percentil	Menores	Percentil	Menores	Percentil	Menores
1%	152	79	1%	20 628	5 647	1%
5%	778	152	5%	57 242	20 628	5%
10%	1 792	267	10%	70 256	30 537	10%
25%	4 237	457	25%	221 258	35 427	25%
50%	17 986	Maiores		1 269 103	Maiores	
75%	137 679	3 898	258	7 119 974	128 773 984	75%
90%	534 905	4 101	497	24 154 992	132 298 144	90%
95%	1 536 179	4 108	411	42 444 616	136 164 960	95%
99%	4 108 411	4 129	827	136 164 960	150 955 136	99%
Média	267 846	Observações		9 591 552	Observações	
Desvio Padrão	752 964	175	Desvio Padrão	24 285 534	175	Desvio Padrão

Fonte: ERSE

Deste modo, na presente secção procura-se analisar a diversidade de perfis na atividade de comercialização de energia, tendo por base o inquérito efetuado pela ERSE junto dos comercializadores de eletricidade e de gás natural. Para efeitos de análise dos diferentes perfis de consumo, foram tidas em conta as seguintes características diferenciadoras, em linha com o já referido anteriormente:

- **segmento de negócio** – atividade só no setor do gás natural; atividade só no setor da eletricidade ou atividade em ambos os setores,
- **enquadramento regulatório** – empresa regulada ou não regulada.
- **dimensão** – medida pelo número de clientes reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2019,

Tal como referido no documento “Proveitos e Ajustamentos para 2020 das Empresas Reguladas o Setor Elétrico”, o procedimento de análise dos custos de referência da atividade de comercialização deixou de incluir o fator *inserção em grupo empresarial*. Recorde-se que esta opção foi justificada pelo incremento do número e da diversidade de *players* na atividade de comercialização e que em relação aos quais não é possível obter o mesmo nível de informação sobre a sua estrutura acionista que possa garantir uma correta classificação da entidade. Desta forma, por prudência, optou-se por não considerar este fator na análise descritiva como variável distintiva e, por esta via, de categorização das empresas incluídas na amostra. Contudo, esta opção não inviabilizou que na análise preliminar aos dados da amostra inicial se identificasse a existência de um conjunto de empresas pertencentes a grupos económicos. No caso destas empresas, observou-se que a sua estrutura de gastos resultava de um processo de decisão ao nível do grupo económico em detrimento de opções individuais de cada empresa que originassem características distintas entre elas. Nestes casos, optou-se por considerar na amostra uma única entidade, isto é, a entidade em análise passa a ser o grupo e não as empresas individualmente. Este procedimento permitiu produzir uma informação mais robusta, mais fidedigna do desempenho destas empresas.

DIMENSÃO

Da análise do Quadro 5-1 observa-se, entre a amostra dos comercializadores, uma elevada heterogeneidade ao nível da sua dimensão. Cerca de 50% das observações corresponde a comercializadores abaixo dos 18 000 clientes (em 2019 este valor situava-se em 32 000 clientes). A amostra apresenta uma dimensão média dos operadores a rondar os 268 000 clientes (em 2019 este valor situa-se nos 274 000 clientes). Esta evolução reflete a entrada de novos *players* de menor dimensão, principalmente, comercializadores que se encontrão a iniciar a sua atividade. Adicionalmente, à semelhança do observado nos resultados de anos anteriores, os valores do desvio padrão e dos intervalos dos percentis continuam a evidenciar uma elevada dispersão das dimensões dos operadores. A literatura económica aponta para uma vantagem económica das empresas de maior dimensão (por exemplo, em termos de número de clientes ou volume de negócios por beneficiarem de economias de escala (Lehto, 2011)⁹⁵.

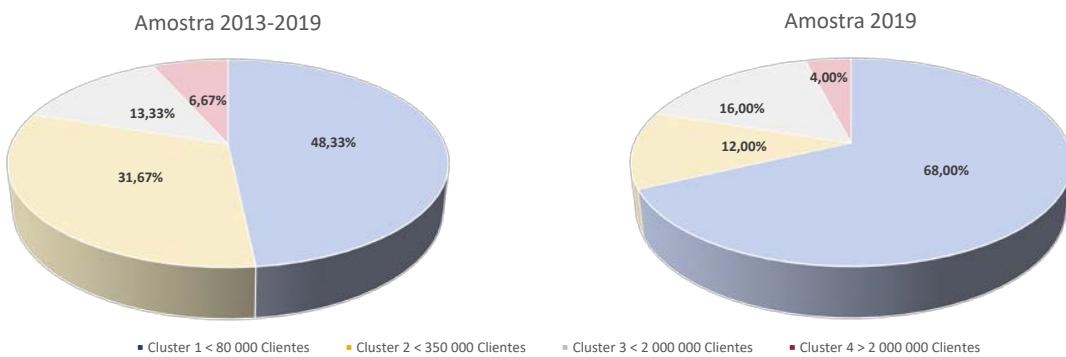
A heterogeneidade observada nos comercializadores ao nível da dimensão medida pelo número de clientes da amostra recolhida no âmbito da análise dos custos de referência da atividade de comercialização tem

⁹⁵ E. Lehto (2011), “Electricity prices in the Finnish retail market”, *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

constituído uma característica recorrente. Neste sentido, a ERSE tem reconhecido que esta característica torna complexa a análise da performance económica destas empresas ao nível dos gastos operacionais. Neste caso específico, a análise apenas suportada no nível de gastos sem uma prévia consideração do impacto do fator dimensão produziria resultados e conclusões enviesadas e de reduzida utilidade por se comparar empresas com características distintas. Neste sentido, justifica-se a manutenção da opção ocorrida nas análises efetuadas em anos anteriores, de aplicar-se uma metodologia estatística de análise de *clusters* para a obtenção de grupos ou classes de dimensão homogéneas dos diferentes comercializadores. Recorde-se que esta metodologia constitui um procedimento que permite constituir grupos homogéneos, recorrendo a um conjunto de variáveis, a partir de uma amostra de indivíduos ou entidades heterogéneas. O resultado final do agrupamento deve permitir que objetos pertencentes a um dado grupo sejam similares ou relacionados e distintos ou não relacionados com os objetos incluídos noutras grupos.

Esta metodologia pode ser dividida em dois grandes métodos: métodos hierárquicos e métodos de otimização da partição ou não hierárquicos (Everitt e al, 2011). Na presente análise utilizou-se o método de classificação por via da otimização, em particular, uma variante ao algoritmo *K-means*. A utilização deste algoritmo justifica-se por ser um método adequado às características da amostra e ser amplamente utilizado dada a estabilidade de soluções que fornece de acordo com Everitt e al, 2011. A variante utilizada foi o *K-medians*. Este procedimento segue basicamente a mesma lógica e procedimento do *K-means* mas permite evitar o possível efeito de valores extremos sobre a solução de *cluster* final (Mooi et al, 2018). Esta opção está relacionada com a heterogeneidade muita elevada do número de clientes apresentados por cada empresa da amostra.

A Figura 5-2 apresenta a caracterização, em termos do número de clientes, dos diferentes *clusters* produzidos pela metodologia supra referida

Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão

Fonte: ERSE

Além do menor número de operadores existentes no inicio do período em análise, as diferenças apresentadas entre o peso dos *clusters* na amostra resultam dos dados históricos refletirem uma predominância das empresas reguladas e das primeiras empresas de mercado ligadas a grande grupos económicos. A figura do ano 2019 reflete a entrada significativa dos novos operadores de menor dimensão.

O quadro seguinte apresenta a análise descritiva dos diferentes *clusters* considerando três indicadores: número de clientes, custos operacionais e custos unitários. Da análise dos resultados é de realçar a manutenção da relação inversa entre a dimensão e o custo unitário observada em anos anteriores. Este resultado parece justificar a existência de economias de escala.

Quadro 5-2 - Análise descritiva por categoria de dimensão

	Cluster 1		Cluster 2		Cluster 3		Cluster 4	
	< 80 000 Clientes	< 350 000 Clientes	< 2 000 000 Clientes	> 2 000 000 Clientes	< 2 000 000 Clientes	> 2 000 000 Clientes	< 2 000 000 Clientes	> 2 000 000 Clientes
Clientes								
Média	10 825	177 088	749 205	3 441 075				
Desvio Padrão	17 033	66 734	415 245	773 461				
Mínimo	79	84 984	359 510	2 125 324				
Máximo	70 287	333 378	1 536 179	4 129 827				
Gastos Operacionais								
Média	953 135 €	8 929 656 €	27 728 658 €	105 031 788 €				
Desvio Padrão	1 794 341 €	5 880 004 €	12 846 099 €	41 550 694 €				
Mínimo	5 647 €	3 187 543 €	13 606 734 €	36 919 344 €				
Máximo	10 279 563 €	31 414 168 €	67 150 048 €	150 955 136 €				
Custo Unitário (Eur/Cliente)								
Média	110,33 €	53,01 €	44,37 €	29,69 €				
Desvio Padrão	103,36 €	29,90 €	24,06 €	8,31 €				
Mínimo	21,43 €	20,29 €	17,41 €	16,01 €				
Máximo	435,07 €	139,40 €	98,83 €	37,64 €				

Fonte: ERSE

SETOR DE ATIVIDADE

Tal como referido em análises anteriores, na avaliação da atividade de comercialização de energia dever-se-á ter em consideração a existência de uma característica potencialmente diferenciadora dos comercializadores, que diz respeito ao segmento de energia onde a empresa desenvolve a sua atividade. No caso do presente estudo, a amostra inclui empresas especializadas na atividade de comercialização no segmento de energia elétrica ou no segmento do gás natural, e empresas a atuarem de forma conjunta nos dois segmentos. Para avaliar estas características manteve-se o procedimento de se classificar as empresas da amostra em três categorias:

- empresas com atividade só no segmento da eletricidade,
- empresas com atividade na eletricidade e gás natural,
- empresas com atividade só no segmento de gás natural.

Recorda-se que, no caso específico da atividade de comercialização de energia no mercado português, uma análise suportada nestes três fatores assume uma maior relevância por se identificar potenciais impactes da categoria onde a empresa se posiciona sobre a sua performance económica medida pelo nível de gastos operacionais. Por exemplo, a atividade de comercialização nos dois segmentos permite a obtenção de economias de gama, proporcionadas particularmente pela utilização de recursos comuns (pessoal, balcões ou agentes de atendimento, etc.). Por outro lado, é ainda necessário ter em conta que o mercado de eletricidade é mais maduro do que o mercado do gás natural, pelo que algumas das empresas especializadas no segmento da eletricidade (sobretudo, as mais antigas) poderão obter vantagens de gastos associadas à maior maturidade deste mercado comparativamente com o mercado de gás natural.

O Quadro 5-3 apresenta uma análise descritiva das três categorias supra indicadas recorrendo aos três indicadores analisados anteriormente no caso da dimensão. Os resultados obtidos no contexto da avaliação do efeito do segmento de atividade onde as empresas operam parecem sofrer alguma influência da entrada de novos *players* e da dinâmica da estrutura empresarial e respetivos segmentos de atuação. Os resultados das análises efetuadas em anos anteriores, à exceção do ocorrido na análise do ano passado, indicaram a existência de economias gama na categoria de empresas que atuam, em simultâneo, no segmento elétrico e do gás natural ao observar-se nestas empresas um gasto médio por cliente inferior ao apresentado pelas restantes categorias de empresas. Contudo, os resultados obtidos em 2019 revelaram um incremento do gasto médio por cliente das empresas que atuam, simultaneamente, em ambos os segmentos. As empresas que atuam unicamente no segmento do gás natural têm apresentado um gasto médio por cliente significativamente inferior ao apresentado pelas empresas que operam no segmento da

eleticidade elétrico ou em ambos os segmentos. No entanto, deve-se ressalvar que estes resultados estão influenciados pelos novos comercializadores de menor dimensão. De facto, a maioria dos novos operadores que integraram a amostra nos últimos dois anos foram para estes dois grupos ou categorias. Adicionalmente, também se deverá realçar que a presente amostra, no que concerne às empresas a atuar exclusivamente no segmento do gás natural, apenas inclui empresas do mercado regulado e integradas em grandes grupos económicos.

Quadro 5-3 - Análise descritiva por Setor de Atividade

		Eletricidade	Gás Natural	Ambos
Clientes	Média	194 822	135 415	946 379
	Desvio Padrão	542 885	173 433	1 368 649
	Mínimo	79	2 148	1 971
	Máximo	3 163 481	652 642	4 129 827
Gastos Operacionais	Média	4 952 357 €	5 426 553 €	37 491 945 €
	Desvio Padrão	9 305 419 €	6 331 795 €	44 947 707 €
	Mínimo	5 647 €	160 322 €	605 283 €
	Máximo	50 663 104 €	24 093 365 €	150 955 136 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	95,75 €	49,16 €	62,28 €
	Desvio Padrão	98,66 €	12,23 €	55,69 €
	Mínimo	16,01 €	32,50 €	20,29 €
	Máximo	435,07 €	74,64 €	307,10 €

Fonte: ERSE

ENQUADRAMENTO REGULATÓRIO

Na atividade de comercialização de energia elétrica e gás natural coexistem dois regimes de mercado originando dois tipos de comercializadores: mercado regulado e o mercado liberalizado. No primeiro, as empresas atuam na qualidade de comercializador de último recurso e têm que cumprir um conjunto de obrigações de serviço público como, por exemplo, a prestação universal do fornecimento de energia (elétrica ou gás natural). No mercado regulado os preços são fixados anualmente pela ERSE e a licença de comercializador de último recurso é apenas atribuída a um operador por área de concessão. No mercado liberalizado o preço é definido livremente por cada comercializador em ambiente concorrencial e coexistem inúmeros operadores na mesma área geográfica. O processo de liberalização da atividade de comercialização e a extinção gradual das tarifas reguladas tem levado à transferência de um número significativo de clientes do mercado regulado para o mercado liberalizado. Neste último, em função do processo supra referido de liberalização da atividade de comercialização de energia, encontramos as empresas mais recentes e, consequentemente, de menor dimensão, enquanto no mercado regulado

operam as empresas mais maduras. Naturalmente estes fatores influem nas características da atividade operacional de cada comercializador. Assim, os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras, além de um menor número médio de clientes, apresentam um gasto médio por cliente significativamente mais baixo.

Quadro 5-4 - Análise descritiva por Enquadramento Regulatório

		Não Regulado	Regulado
Clientes	Média	406 548	361 007
	Desvio Padrão	997 630	641 297
	Mínimo	79	2 148
	Máximo	4 129 827	3 163 481
Gastos Operacionais	Média	16 552 661 €	9 224 144 €
	Desvio Padrão	34 202 603 €	10 639 022 €
	Mínimo	5 647 €	160 322 €
	Máximo	150 955 136 €	50 663 104 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	96,10 €	44,39 €
	Desvio Padrão	94,64 €	15,34 €
	Mínimo	20,29 €	16,01 €
	Máximo	435,07 €	74,64 €

Fonte: ERSE

Pelo apresentado neste ponto, à semelhança do ocorrido em análises anteriores, conclui-se que a dimensão continua a apresentar-se como um fator determinante da *performance* económica das empresas, medida pelo seu nível de gastos de exploração por cliente. Mantêm-se também como válidas as conclusões obtidas em análises anteriores e novamente comprovadas com a presente análise que os restantes fatores analisados, designadamente o enquadramento regulatório continua bastante correlacionados com a dimensão das empresas. Todavia, esses fatores são correlacionados entre si, pelo que não poderão ser analisados separadamente.

Desta forma, este fator tem constituído, neste contexto, a principal característica diferenciadora tida em conta na análise efetuada de suporte à definição dos custos de referência, que de seguida se apresenta.

5.2.3 METODOLOGIA DE AFERIÇÃO DOS CUSTOS DE REFERÊNCIA

A ERSE apresentou a fundamentação teórica nos documentos de definição de parâmetros e no âmbito da definição dos custos de referência para os setores elétricos e gás natural⁹⁶ da metodologia de aferição destes custos.

1. Recorde-se que esta necessidade de fundamentação da metodologia de cálculo e de definição de custos de referência resulta da diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de energia elétrica e gás natural. A fundamentação teórica microeconómica de suporte à definição dos custos de referência para a atividade de comercialização tem sido suportada nas funções de custo de curto prazo. Na presente análise voltou-se a não obter evidências que justificassem uma alteração do processo adotado nas análises dos anos anteriores. Desta forma, mantém-se o procedimento que se tem materializado no desenvolvimento das seguintes etapas para efeitos de elaboração dos custos de referência para a atividade de Comercialização de eletricidade em Portugal para o ano de 2021: Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE
2. Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica [indutor de custo (output) e inputs]
3. Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão
4. Matriz de custos médios de referência para a comercialização de eletricidade

TRATAMENTO DOS DADOS RECOLHIDOS NO QUESTIONÁRIO

Tal como referido anteriormente, para o cumprimento da imposição legal da publicação dos custos de referência para a atividade de comercialização, a ERSE implementou um processo de submissão de um questionário para a recolha anual de informação sobre o desenvolvimento desta atividade por cada operador. Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação para a aplicação da metodologia econométrica adotada para definição do custo de referência para a atividade de Comercialização.

⁹⁶ Ver os documentos “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 a 2017”, “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019” e “Parâmetros de Regulação para o Período de 2018-2020”.

DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

As características da amostra e a revisão da literatura científica continuam a sustentar a decisão de recorrer-se a uma metodologia não paramétrica cuja função objetivo considerada é a minimização dos *inputs*, tendo em conta um determinado nível de *outputs*. Deste modo, a aplicação desta metodologia implica a definição prévia dos parâmetros relativos aos *inputs* e *outputs*. Mantendo-se a amostra que suportou a definição dos custos de referência em anos anteriores complementada com as respostas ao questionário do presente ano, permanecem válidas as razões anteriormente elencadas nessas análises para a decisão da ERSE de continuar a considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões. Os custos assim obtidos correspondem aos custos de exploração de cada empresa nos anos de 2013 a 2019, a preços constantes de 2020, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas. No mesmo sentido, considerou-se o número médio de clientes como o *output* mais adequado e representativo do nível de atividade dos comercializadores de energia. Consequentemente, para efeitos da presente análise, o custo médio ou custo unitário de um comercializador num determinado período refere-se ao rácio entre o custo de exploração e o número médio de clientes desse comercializador.

DEFINIÇÃO DO “COMERCIALIZADOR TEÓRICO EFICIENTE”

Tal como anteriormente referido, para a presente análise não houve alterações de relevo nas razões que têm suportado as decisões da ERSE relativamente aos procedimentos adotados, em particular, para a definição do “comercializador teórico eficiente”. Desta vez, mantém-se os procedimentos adotados nas análises dos anos anteriores: o comercializador teórico eficiente é definido como sendo a empresa virtual, cujo custo médio é o mais baixo registado pelas empresas mais eficientes da amostra no período de 2013 a 2019. Deste modo, o cálculo do custo médio da empresa teórica eficiente exige, em primeiro lugar, a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) ao nível de custos através da utilização da metodologia não paramétrica (análise DEA). Após a identificação da(s) empresa(s) mais eficiente(s) pela metodologia DEA, seleciona-se o custo médio entre essas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente.

Recorde-se que decorrente da elevada criticidade e complexidade do fator dimensão para a análise da performance económica dos comercializadores, a ERSE tem adotado uma metodologia económica para o tratamento deste fator. Especificamente, a utilização da metodologia de análise de *cluster* para a constituição de grupos de empresas de dimensão similar, com a posterior análise dos níveis de eficiência de cada grupo de empresas, pela metodologia DEA, assumindo em cada grupo a opção CRS (*constant return to scale*), por o fator dimensão ter sido considerado no procedimento inicial.

5.2.4 ANÁLISE DOS RESULTADOS

A apresentação de resultados é efetuada para o conjunto de todos os comercializadores, independentemente de estarem afetos apenas ao setor do gás natural, ao setor elétrico ou a ambos. O motivo para esta opção prende-se com o facto de se continuar a considerar que a atividade de comercialização nos dois setores apresenta-se muito similar ao nível da caracterização da atividade operacional e dos indutores de custos, não sendo pertinente a realização da análise e da apresentação dos resultados para os dois setores em separado.

Importa igualmente voltar a referir que os resultados obtidos dependem fortemente das características do mercado. No entanto, não se tendo conseguido apurar relações diretas entre os fatores exógenos e os resultados, a leitura destes deverá ser efetuada com alguma cautela.

Para determinação dos níveis de eficiência técnica aplica-se a metodologia DEA, numa perspetiva *input oriented*, considerando como *output* o número médio de clientes e como *inputs* o nível de custos operacionais evidenciado por cada entidade. As figuras seguintes apresentam o agrupamento nos quatro *clusters* resultantes da aplicação da metodologia de *clusters* com o objetivo de definir grupos de empresas com dimensão similar. Nas figuras, também se apresentam os resultados da aplicação da metodologia DEA a cada um dos *clusters* definidos. Recorde-se os procedimentos definidos pela ERSE para este tipo de análise:

- obtenção dos resultados para os níveis de eficiência das empresas com a aplicação da metodologia DEA (na opção CRS) a cada grupo de empresas (*cluster*) de forma isolada,
- ordenação das empresas de cada grupo por ordem decrescente do seu nível eficiência,
- definição dos custos de referência de cada grupo.

Na definição dos custos de referência de cada grupo de empresas aplicou-se a seguinte metodologia: cada *cluster* foi categorizado em três níveis de eficiência: o mais eficiente corresponde às empresas com níveis de eficiência referentes ao percentil 0-20 dos níveis de eficiência do respetivo *cluster*. As restantes três categorias correspondem aos percentis 20 a 50 e percentis 50 a 100, respetivamente, dos níveis de eficiência relativa dos comercializadores incluídos no *cluster*. O custo de referência de cada nível de eficiência, apurado em cada *cluster*, corresponde ao valor médio dos custos unitários apresentados pelas empresas que integram cada nível. O custo de referência teórico, isto é, o nível de custo por cliente do

comercializador teórico eficiente corresponde ao custo do nível de eficiência mais elevado em cada *cluster* (percentil 0-20).

Os resultados apresentados nas figuras infra permitem observar uma forte correlação entre o nível do custo de eficiência e a dimensão das empresas ao verificar-se uma redução significativa dos custos de referência com o incremento da dimensão das empresas consideradas mais eficientes de cada grupo. Os custos de referência para as empresas mais eficientes dos dois *clusters* de maior dimensão (1 e 2) são, respetivamente, os valores unitários de referência de 16,69 euros e 18,32 euros por cliente, comparativamente aos 28,91 euros e 35,66 euros apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (3 e 4), respetivamente.

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor elétrico, observa-se que a SU Eletrociade volta a apresentar-se como a empresa mais eficiente nos grupos de dimensão em que se insere (tanto no grupo acima de 2,0 milhões de clientes, quando o mercado regulado era mais relevante, como mais recentemente no grupo entre 350 000 e 2,0 milhões de clientes. A EDA e EEM apresentam menores níveis de eficiência comparativamente às empresas de dimensão similares. Contudo, esta performance pode ser justificada por outros fatores, como por exemplo a insularidade associada a estas empresas. No caso da EDA, o fator da insularidade é agravado dado o número de ilhas incluídas na sua área de atuação. Contudo, quando analisada a evolução histórica observa-se uma tendência de melhoria do nível de eficiência apresentados por estas empresas, apesar da quebra observada em 2019.

Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 > 2 000 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
SU Eletrociade(*) (PT 2014)	3 163 481	16,02 €	1,00	16,69 €	0-20
SU Eletrociade(*) (PT 2015)	2 125 324	17,37 €	0,92		
Empresa / Grupo L 2015	3 462 983	31,45 €	0,51	31,85 €	20-50
Empresa / Grupo L 2017	4 101 497	32,26 €	0,50		
Empresa / Grupo L 2018	4 129 827	32,97 €	0,49	35,10 €	50-100
Empresa / Grupo L 2016	3 898 258	33,03 €	0,49		
Empresa / Grupo L 2019	4 108 411	36,74 €	0,44		
Empresa / Grupo L 2014	2 538 819	37,64 €	0,43		

Fonte: ERSE

Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 > 350 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
SU Eletricidade(*) (PT 2017)	1 289 929	17,41 €	1,00	18,32 €	0-20
SU Eletricidade(*) (PT 2018)	1 165 548	17,62 €	0,99		
SU Eletricidade(*) (PT 2019)	1 074 218	18,63 €	0,93		
SU Eletricidade(*) (PT 2016)	1 536 179	19,63 €	0,89		
Empresa / Grupo S 2014	389 248	34,96 €	0,50	37,48 €	20-50
Empresa / Grupo U 2013	652 642	36,92 €	0,47		
Empresa / Grupo X 2019	389 434	37,76 €	0,46		
Empresa / Grupo U 2014	454 508	40,28 €	0,43		
Empresa / Grupo S 2018	542 935	43,64 €	0,40	60,84 €	50-100
Empresa / Grupo L 2013	1 511 575	44,42 €	0,39		
Empresa / Grupo S 2017	534 905	45,21 €	0,39		
Empresa / Grupo S 2019	571 140	47,46 €	0,37		
Empresa / Grupo S 2015	548 029	53,18 €	0,33		
Empresa / Grupo S 2016	538 014	60,00 €	0,29		
Empresa / Grupo Q 2018	359 510	94,00 €	0,19		
Empresa / Grupo Q 2019	429 459	98,83 €	0,18		

Fonte: ERSE

Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo V 2015	280 419	20,29 €	1,00	28,91 €	0-20
Empresa / Grupo S 2013	259 447	20,85 €	0,97		
Empresa / Grupo V 2014	176 981	29,28 €	0,69		
Empresa / Grupo V 2016	273 348	31,12 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2018	240 177	31,34 €	0,65		
Empresa / Grupo V 2013	98 593	32,33 €	0,63		
Empresa / Grupo U 2016	285 014	32,50 €	0,62		
Empresa / Grupo U 2015	333 378	33,55 €	0,61		
Empresa / Grupo V 2017	264 135	33,62 €	0,60	36,99 €	20-50
Empresa / Grupo Q 2013	153 598	34,35 €	0,59		
EEM (PT 2017)	137 679	35,32 €	0,57		
EEM (PT 2018)	138 806	36,77 €	0,55		
Empresa / Grupo T 2019	235 021	37,22 €	0,55		
Empresa / Grupo M 2013	145 544	37,81 €	0,54		
EEM (PT 2016)	136 852	37,94 €	0,54		
Empresa / Grupo U 2017	256 638	37,90 €	0,54		
EEM (PT 2019)	140 161	38,37 €	0,53		
EEM (PT 2013)	136 570	38,54 €	0,53		
EEM (PT 2014)	136 541	39,05 €	0,52		
EEM (PT 2015)	136 634	39,49 €	0,51	72,42 €	50-100
Empresa / Grupo U 2018	236 288	40,48 €	0,50		
Empresa / Grupo Q 2014	154 128	41,36 €	0,49		
Empresa / Grupo U 2019	218 095	41,85 €	0,49		
Empresa / Grupo M 2014	84 984	48,32 €	0,42		
EDA (PT 2018)	125 082	57,03 €	0,36		
EDA (PT 2017)	124 136	57,36 €	0,35		
EDA (PT 2016)	123 283	57,84 €	0,35		
Empresa / Grupo Q 2015	178 691	58,30 €	0,35		
EDA (PT 2015)	122 707	58,52 €	0,35		
EDA (PT 2013)	121 836	58,99 €	0,34		
EDA (PT 2019)	126 047	59,93 €	0,34		
EDA (PT 2014)	122 128	61,06 €	0,33		
Empresa / Grupo X 2018	292 747	107,31 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2015	91 455	107,99 €	0,19		
Empresa / Grupo Q 2017	211 648	108,37 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2016	103 624	114,70 €	0,18		
Empresa / Grupo X 2017	153 651	117,80 €	0,17		
Empresa / Grupo Q 2016	173 283	139,40 €	0,15		

Fonte: ERSE

Figura 5-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo I 2019	3 325	21,43 €	1,00	35,66 €	0-20
Empresa / Grupo I 2018	3 317	22,24 €	0,96		
Empresa / Grupo E 2018	4 500	33,27 €	0,64		
Empresa / Grupo E 2019	4 502	34,65 €	0,62		
Empresa / Grupo P 2019	3 905	37,32 €	0,57		
Empresa / Grupo B 2018	4 256	37,43 €	0,57		
Empresa / Grupo P 2018	3 905	37,96 €	0,57		
Empresa / Grupo Z 2019	1 464	38,64 €	0,56		
Empresa / Grupo B 2019	4 307	38,66 €	0,55		
Empresa / Grupo AF 2013	19 660	40,04 €	0,54		
Empresa / Grupo Z 2016	488	42,27 €	0,51		
Empresa / Grupo Y 2018	1 569	44,02 €	0,49		
Empresa / Grupo AF 2016	8 509	45,97 €	0,47	54,81 €	20-50
Empresa / Grupo J 2019	4 738	46,00 €	0,47		
Empresa / Grupo AF 2017	7 643	47,81 €	0,45		
Empresa / Grupo AF 2018	7 114	48,66 €	0,44		
Empresa / Grupo J 2018	4 489	49,29 €	0,44		
Empresa / Grupo AF 2015	10 051	49,47 €	0,43		
Empresa / Grupo AF 2019	6 557	49,71 €	0,43		
Empresa / Grupo K 2018	2 132	53,52 €	0,40		
Empresa / Grupo M 2015	62 988	55,03 €	0,39		
Empresa / Grupo Z 2018	1 078	55,31 €	0,39		
Empresa / Grupo R 2019	9 856	56,39 €	0,38		
Empresa / Grupo AF 2014	13 599	57,45 €	0,37		
Empresa / Grupo M 2018	40 573	62,56 €	0,34		
Empresa / Grupo AA 2018	7 810	62,63 €	0,34		
Empresa / Grupo M 2016	51 227	63,04 €	0,34		
Empresa / Grupo Z 2017	671	64,03 €	0,34		
Empresa / Grupo F 2015	5 089	64,88 €	0,33		
Empresa / Grupo M 2017	44 526	66,40 €	0,32	173,77 €	50-100
Empresa / Grupo M 2019	37 450	71,20 €	0,30		
Empresa / Grupo D 2018	79	71,48 €	0,30		
Empresa / Grupo G 2019	14 197	72,79 €	0,29		
Empresa / Grupo R 2017	9 759	74,53 €	0,29		
Empresa / Grupo AE 2019	2 148	74,64 €	0,29		
Empresa / Grupo Y 2017	1 183	77,05 €	0,28		
Empresa / Grupo W 2015	723	82,74 €	0,26		
Empresa / Grupo W 2019	3 723	94,40 €	0,23		
Empresa / Grupo AB 2019	1 085	99,98 €	0,21		
Empresa / Grupo R 2015	8 245	113,67 €	0,19		
Empresa / Grupo D 2019	267	114,37 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2016	9 851	114,33 €	0,19		
Empresa / Grupo R 2018	10 250	115,36 €	0,19		
Empresa / Grupo X 2013	63 438	117,80 €	0,18		
Empresa / Grupo AC 2018	28 638	141,51 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2014	70 287	146,25 €	0,15		
Empresa / Grupo H 2018	2 080	150,94 €	0,14		
Empresa / Grupo H 2019	2 087	163,06 €	0,13		
Empresa / Grupo A 2018	457	167,32 €	0,13		
Empresa / Grupo AD 2015	2 559	199,22 €	0,11		
Empresa / Grupo O 2015	152	233,07 €	0,09		
Empresa / Grupo G 2018	5 587	234,88 €	0,09		
Empresa / Grupo C 2018	1 971	307,10 €	0,07		
Empresa / Grupo G 2017	4 315	343,77 €	0,06		
Empresa / Grupo A 2019	545	364,41 €	0,06		
Empresa / Grupo N 2018	987	362,79 €	0,06		
Empresa / Grupo N 2019	1 145	429,16 €	0,05		
Empresa / Grupo N 2017	778	435,07 €	0,05		

Fonte: ERSE

5.3 AQUISIÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO DOS CLIENTES DO CUR

5.3.1 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.

O 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.

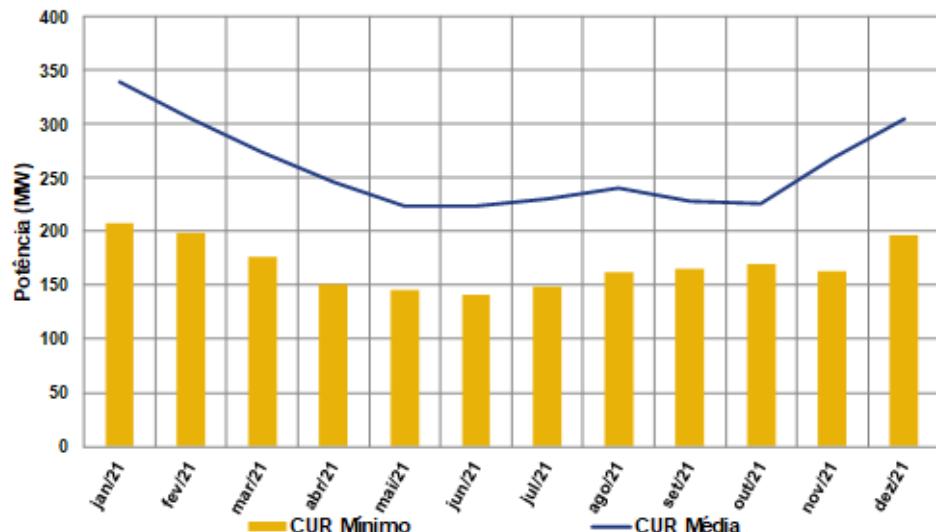
As regras constantes da Diretiva n.º 13/2019, de 18 julho 2019, estabelecem a metodologia e os procedimentos de implementação de cada leilão de aprovisionamento do CUR, definindo que o mesmo se deve efetivar com um mínimo de 5 dias úteis de antecedência face ao início de entrega do contrato que

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 5-7.

Figura 5-7 - Evolução da PRE para o período 2021
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.

5.3.2 PROSPECTIVA PARA 2021

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 2020 e no ano de 2021⁹⁷, 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 2021 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

⁹⁷ Documento publicado pela ERSE a 30 de junho de 2020. (<https://www.erne.pt/biblioteca/atos-e-documentos-da-erne/?tipologia=----+CUR&setor=&ano=2020&descricao=aprovisionamento>)

aprovisionamento no mercado de futuros para as tarifas de 2021 resultam numa combinação de produtos 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 2021 (e um produto trimestral para o último trimestre do ano de 2020). O Quadro 5-5 resume os volumes e produtos atrás mencionados. Relativamente ao produto com entrega no quarto trimestre de 2020, é mantido o volume mínimos já definido no programa de leilões para 2020/2021⁹⁸.

Quadro 5-5 - Programa de leilões para 2020/2021

Potência em carga base (MW)

	Ago-2020	Nov-2020	Mar-2021	Jun-2021	Ago-2021
Q4-2020	30				
YR-2021	50	50			
Q1-2021	35	30			
Q2-2021		15	15		
Q3-2021			20	20	
Q4-2021				30	25

Do Quadro 5-5 é possível observar que a programação de aprovisionamento do CUR acima descrita corresponde a uma consignação entre 165 MW e 130 MW em carga base, cobrindo cerca de 52,1% das necessidades do consumo previstas para o CUR em 2021⁹⁹.

O quinto leilão de aprovisionamento do CUR foi realizado a 27 de agosto de 2020, tendo devolvido os seguintes resultados¹⁰⁰:

- Para o produto anual em 2021 (YR-2021), com entrega na zona portuguesa do MIBEL (FPB), foi colocado um volume de 25 contratos de carga base, a que corresponde um volume de energia de 219,0 GWh, a um preço de fecho de 45,50 €/MWh;

⁹⁸ Documento publicado pela ERSE a 30 de junho de 2020.

(https://www.erne.pt/media/2y3mgk0k/comunicacao_programa_leiloes_2020_2021.zip)

⁹⁹ Tendo como base a informação do consumo previsional considerada para a definição de tarifas em 2021 de 2479,35 GWh, no referencial de produção.

¹⁰⁰ Resultados globais do quinto leilão CUR, realizado a 27 de agosto, disponíveis em https://www.erne.pt/media/z4iluyik/05_leilao_cur.zip.

- Para o produto anual em 2021 (YR-2021), com entrega na zona espanhola do MIBEL (FTB), foi colocado um volume de 25 contratos de carga base, a que corresponde um volume de energia de 219,0 GWh, a um preço de fecho de 45,50 €/MWh;
- Para o produto trimestral relativo ao primeiro trimestre de 2021 (Q1-2021), com entrega na zona portuguesa do MIBEL (FPB), foi colocado um volume de 20 contratos de carga base, a que corresponde um volume de energia de 43,18 GWh, a um preço de fecho de 45,75 €/MWh;
- Para o produto trimestral relativo ao primeiro trimestre de 2021 (Q1-2021), com entrega na zona espanhola do MIBEL (FTB), foi colocado um volume de 15 contratos de carga base, a que corresponde um volume de energia de 32,385 GWh, a um preço de fecho de 45,56 €/MWh.

Nestes termos, com a concretização deste primeiro leilão de aquisição do CUR, foi concretizado cerca de 40%¹⁰¹ do volume de compras programadas para leilão relativas ao ano de 2021 e 20,7%¹⁰² das necessidades previsionais de energia para a respetiva carteira de clientes. Os cerca de 513,565 GWh de energia já adquirida no leilão de 27 de agosto pressupõem um preço médio de 45,52 €/MWh.

Atendendo que ainda irão ocorrer mais quatro leilões onde serão colocadas quantidades referentes ao ano 2021 (produto anual e produtos trimestrais), e assumindo que os preços finais de cada um destes produtos seriam iguais aos resultantes da negociação a prazo no final do dia 31 de agosto de 2020¹⁰³, obter-se-ia um preço médio ponderado de 45,65 €/MWh para o ano de 2021, considerando todos os produtos com entrega no ano de 2021, para um volume total colocado de 1 291,67 GWh.

5.4 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.

¹⁰¹ Valor que corresponde a um rácio entre o total de compras já efetivadas (513,565 GWh) para 2021 e o total das compras programadas para o ano (1 291,67 GWh).

¹⁰² Valor que corresponde a um rácio entre o total de compras já efetivadas (513,565 GWh) para 2021 e o total do consumo previsional considerado para a definição de tarifas em 2021 (2 479,35 GWh).

¹⁰³ Disponível em http://www.omip.pt/sites/default/files/2020-08/boletim_31082020.pdf.

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 continental¹⁰⁴. Registe-se que a aplicação é feita apenas a partir de 2016, inclusive, em cumprimento da Lei.

Importa, pois clarificar a metodologia de cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica em baixa tensão (BT) aos municípios das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

A metodologia aplicável ao cálculo da contrapartida ou remuneração anual devida aos municípios de cada região autónoma tem por base um valor de referência para o ano de 2007 para cada município, garantindo, simultaneamente, que o somatório dos valores de referência para todos os municípios para 2007 seja igual a 7,5% das receitas das vendas de energia elétrica em BT, e que o valor de referência para cada município decorre de um fator diferenciado por classes de municípios e que depende da densidade de clientes¹⁰⁵ (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:

$$r_{ref}^m = (\tilde{t}_{BTN}^m \times c_{BTN}^m + \tilde{t}_{BTE}^m \times c_{BTE}^m + \tilde{t}_{IP}^m \times c_{IP}^m) \times f_{RA}^m$$

em que:

r_{ref}^m

Valor de referência da contrapartida anual para município m, no ano de 2007

\tilde{t}_{BTN}^m

Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTN, cobrado em 2006 no município m

c_{BTN}^m

Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m

¹⁰⁴ 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.

¹⁰⁵ 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.

$\tilde{t}_{BTE}^m_{2006}$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTE, cobrado em 2006 no município m
$c_{BTE}^m_{2006}$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m.
$\tilde{t}_{IP}^m_{2006}$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais de iluminação pública na região autónoma, cobrado em 2006 no município m.
$c_{IP}^m_{2006}$	Consumo de energia ativa dos fornecimentos para iluminação pública em 2006 no município m.
$f_{RAn}^m_{2007}$	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 $f_{RAn}^m_{2007}$ resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007, e é a seguinte:

Classe de densidade (d)	Valor percentual do fator de densidade a aplicar
$d < 15 \text{ clientes/km}^2$	14,40
$15 \leq d < 40 \text{ clientes/km}^2$	13,20
$40 \leq d < 125 \text{ clientes/km}^2$	9,60
$125 \leq d < 400 \text{ clientes/km}^2$	6,00
$d > 400 \text{ clientes/km}^2$	4,80

A contrapartida ou remuneração anual é considerada nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT após celebração, entre os municípios das Regiões Autónomas e a concessionária ou entidade que explora a rede de distribuição em BT, de contrato ou de qualquer outro instrumento jurídico de igual eficácia que contenha a informação necessária para o cálculo do valor, nomeadamente o 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 2021, 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 2020 e 2021 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2019, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2021.

6.1 PREVISÃO DA PROCURA

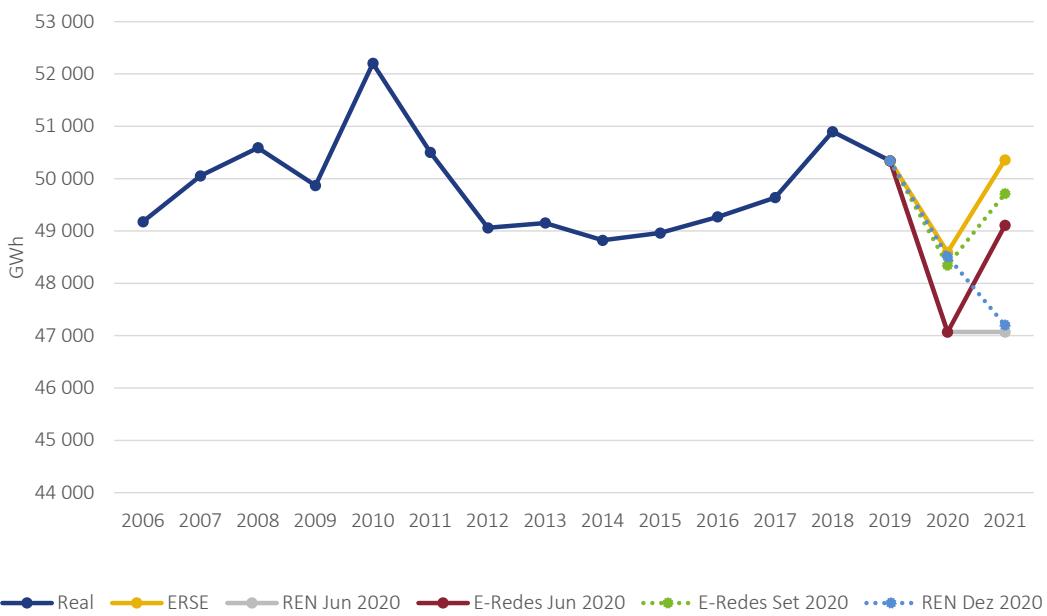
Nos termos regulamentares, em junho de 2020, a REN, a E-Redes, a SU Eletricidade, a EDA e a EEM apresentaram as estimativas para o ano de 2020 e as previsões para o ano de 2021 de evolução da procura para efeitos do cálculo tarifário de 2021, que refletem as suas perspetivas para a evolução do consumo e do número de consumidores. Tendo em conta a atual incerteza criada pela crise pandémica da COVID-19 e pelas medidas de contenção da sua propagação em Portugal, as previsões do consumo de eletricidade para 2021 foram atualizadas pela E-Redes em setembro, com os valores reais ocorridos até agosto de 2020. No mesmo contexto, a EEM e a EDA confirmaram que mantinham as suas previsões enviadas em junho, tendo em conta os dados reais mais recentes. 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 recentemente¹⁰⁶, verifica-se que o consumo referido à emissão acumulado até ao final de novembro de 2020 se situa 3,5% abaixo do ocorrido no período homólogo de 2019 e que a sua atual previsão para consumo em 2020 é de uma queda de 3,6%.

Para Portugal continental, na previsão do nível de consumo em 2020 e 2021, a ERSE assumiu uma variação anual dos fornecimentos por nível de tensão resultante da aplicação da taxa de variação dos consumos reais acumulados de janeiro a agosto de 2020, enviados à ERSE pela E-Redes no âmbito da monitorização contínua do impacto do COVID-19 no consumo de energia elétrica. Conjugando este pressuposto com a demais informação recebida das empresas, designadamente as taxas de perdas nas redes, a ERSE definiu um cenário de consumo de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2021, que considera para o ano de 2020 um decréscimo de 3,5% no consumo referido à emissão e para 2021 um acréscimo de 3,6%.

A Figura 6-1 sintetiza a evolução do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da E-Redes.

¹⁰⁶ REN, “Previsão do consumo de energia elétrica – dezembro 2020”

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 2020 e 2021 se deverá registar um decréscimo do consumo de energia elétrica relativamente ao ocorrido em 2019. Esta previsão é suportada pelo impacto da pandemia do COVID-19 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 2020 e previstos para 2021, para Portugal continental e para as regiões autónomas, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2019.

Quadro 6-1 - Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA

	Unidade: GWh		
	Real 2019	Estimativa 2020	Tarifas 2021
Portugal Continental			
Consumo referido à emissão (Variação média anual)	50 340 -1,1%	48 593 -3,5%	50 359 3,6%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	4 841 10,6%	4 712 10,7%	4 746 10,4%
Perdas/Fornecimentos			
Fornecimentos a Clientes (Variação média anual)	45 599 -1,0%	43 866 -3,8%	45 599 4,0%
Região Autónoma da Madeira			
Consumo referido à emissão (Variação média anual)	882 2,1%	811 -8,0%	862 6,3%
Perdas na Rede	72 9,0%	66 8,9%	70 8,9%
Perdas/Fornecimentos			
Fornecimentos a Clientes (Variação média anual)	808 2,2%	744 -8,0%	790 6,3%
Região Autónoma dos Açores			
Consumo referido à emissão (Variação média anual)	793 -0,2%	718 -9,6%	732 2,0%
Perdas na Rede	50 6,8%	45 6,8%	46 6,7%
Perdas/Fornecimentos			
Fornecimentos a Clientes (Variação média anual)	742 -0,1%	670 -9,6%	684 2,0%

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021” encontram-se mais desenvolvimentos e pressupostos que justificam a previsão da procura considerada pela ERSE no exercício tarifário de 2021.

6.2 DESVIOS DA PROCURA

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2019 com os valores previstos em 2018 para fixação das tarifas de 2019 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- o consumo referido à emissão situou-se 2,4% abaixo do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2019;
- o valor real dos fornecimentos totais a clientes foi 2,3% inferior à previsão;
- o valor dos fornecimentos a clientes em mercado livre previsto no cálculo das tarifas de 2019 foi inferior ao ocorrido, enquanto a previsão para os fornecimentos do CUR foi superior ao valor real;

- a taxa de perdas na rede de transporte¹⁰⁷ em 2019 foi de 1,44% e situou-se abaixo da previsão para tarifas que foi de 1,51%;
- a taxa de perdas nas redes de distribuição¹⁰⁸ em 2019 foi de 9,51% e situou-se acima do valor previsto 9,27%, que foi a proposta da E-Redes nas Tarifas de 2019.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2019 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 2019.

Quadro 6-2 - Consumo referido à emissão

	2019 (real)	Tarifas 2019			Proposta REN para Tarifas 2019		
		GWh	2019 (real - previsto)		GWh	2019 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	50 340 -1,1%	51 558 2,4%	-1 218	-2,4%	51 332 2,0%	-992	-1,9%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	725 1,44%	779 1,51%	-54	-6,9%	856 1,67%	-131	-15,3%
- Consumos Próprios	14	14	0		14	0	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	49 601 1,1%	50 765 -2,3%	-1 164	-2,3%	50 461 -1,7%	-860	-1,7%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição apresentado neste quadro baseia-se em dados físicos e difere do valor correspondente apresentado no Quadro 6-3, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Fonte: ERSE, REN

¹⁰⁷ Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

¹⁰⁸ 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

	2019 (real) GWh	Tarifas 2019			Proposta E-Redes para Tarifas 2019		
		GWh	2019 (real - previsto)		GWh	2019 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	49 805	50 765	-960	-1,9%	50 163	-358	-0,7%
- Bombagem abastecida pela RND	33	0	33	-	0	33	-
- Consumos ilícitos recuperados na RND	57	0	57	-	0	57	-
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 117	4 118	-1	0,0%	4 065	52	1,3%
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	45 599	46 647	-1 049	-2,2%	46 098	-500	-1,1%
Clientes do comercializador de último recurso	2 658	2 601	57	2,2%	2 306	352	15,2%
MAT	0	0	0	n.a.	16	-16	-100,0%
AT	50	24	26	106,7%	0	50	n.a.
MT	77	50	27	52,9%	33	45	137,0%
BT	2 531	2 526	4	0,2%	2 258	272	12,1%
Clientes no mercado	42 941	44 046	-1 106	-2,5%	43 792	-851	-1,9%
MAT	2 293	2 222	71	3,2%	2 247	46	2,0%
AT	7 035	7 133	-98	-1,4%	7 080	-45	-0,6%
MT	14 846	15 338	-493	-3,2%	15 154	-308	-2,0%
BT	18 766	19 353	-586	-3,0%	19 311	-544	-2,8%

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 2019, bem como os valores previstos em 2018 para fixação das tarifas de 2019. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- o consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores em 2019 situou-se 0,2% acima do previsto para tarifas de 2019;
- a emissão para a rede das centrais da EDA em 2019 apresentou um desvio por excesso face à previsão para tarifas 2019;
- a produção através de microgeração em 2019 foi 24% abaixo do valor proposto para tarifas de 2019;
- os fornecimentos ocorridos em 2019 situaram-se acima do previsto para a fixação das tarifas, pese embora o desvio negativo nos fornecimentos em MT, que foi compensado pelo desvio positivo dos fornecimentos em BT.

Quadro 6-4 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2019 (real) MWh	Tarifas 2019 = Proposta EDA		
		MWh	2019 (real-previsto)	
			MWh	%
Produção				
Centrais da EDA	508 947	478 524	30 423	6,4%
Consumo e perdas nas centrais	19 491	18 138	1 353	7,5%
Emissão própria	489 456	460 386	29 070	6,3%
Outros produtores do SPA	0	0	0	-
Microgeração	380	501	-121	-24,1%
Produtores não vinculados	303 655	330 810	-27 155	-8,2%
Consumo referido à emissão	793 491	791 697	1 795	0,2%
Consumos próprios	1 851	1 764	87	4,9%
Fornecimentos	741 526	739 346	2 180	0,3%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	741 526	739 346	2 180	0,3%
MT	283 035	284 333	-1 299	-0,5%
BT	458 492	455 013	3 479	0,8%
Energia saída da rede	743 377	741 110	2 267	0,3%
Perdas na rede	50 114	50 587	-473	-0,9%
Taxa de perdas ^[1]	6,76%	6,84%		0,08%

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 2019 e dos valores aceites nas tarifas para 2019, evidencia os seguintes pontos:

- em 2019, o consumo referido à emissão registou um desvio positivo relativo à previsão para o cálculo tarifário de 2019;
- as centrais da EEM cresceram em termos da emissão para a rede face às previsões para tarifas de 2019;
- o total dos fornecimentos em 2019 superou o previsto para tarifas de 2019, apesar do decréscimo registado para os fornecimentos em BT que foi compensado pelo crescimento dos fornecimentos em MT.

Quadro 6-5 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2019 (real)	Tarifas 2019 = Proposta EEM		
		MWh	2019 (real-previsto)	
			MWh	%
Produção				
Centrais da EEM	531 177	500 239	30 938	6,2%
Consumo e perdas nas centrais	14 654	13 275	1 380	10,4%
Emissão própria	516 523	486 964	29 559	6,1%
Outros produtores do SPM	192 603	192 000	603	0,3%
Produtores não vinculados	174 100	206 777	-32 677	
Total da energia entrada na rede	883 226	885 741	-2 515	-0,3%
Bombagem	1 236	9 343	-8 107	-86,8%
Consumo referido à emissão	881 990	876 398	5 592	0,6%
Consumos próprios	1 106	1 127	-21	-1,9%
Fornecimentos	808 436	802 807	5 629	0,7%
Entregas a clientes do Mercado Livre	0	0	0	-
Fornecimentos no Mercado Regulado	808 436	802 807	5 629	0,7%
MT	225 479	218 238	7 240	3,3%
BT	582 957	584 569	-1 611	-0,3%
Energia saída da rede	809 542	803 934	5 608	0,7%
Perdas na rede	72 447	72 464	-17	0,0%
Taxa de perdas ^[1]	8,96%	9,03%		0,06%

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 no momento de reporte da informação para o período regulatório 2018-2020, se encontrava estipulada nas secções II a VII e secção X do capítulo VI do Regulamento Tarifário, na redação que lhe foi dada pelo Regulamento n.º 619/2017, de 23 de novembro.

Sublinhe-se que a legislação em vigor, nomeadamente, o Decreto-Lei nº 215-A/2012, de 8 de outubro, e o Decreto-Lei n.º 215-B/2012, de 8 de outubro, 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 comparticipações ao investimento, desagregados por atividades quando aplicável;
- valores previsionais dos investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados por atividades, quando aplicável;
- balanços de energia;
- 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 2021 e dos ajustamentos dos anos 2019 (t-2) e 2020 (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 nº 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 13 de fevereiro de 2020, que foram considerados na repartição do financiamento da tarifa social por centros electroprodutores para 2021, no cálculo dos ajustamentos provisórios respeitantes a 2020 e nos ajustamentos definitivos de 2019 e 2018.

Centros electroprodutores considerados na repartição do financiamento da Tarifa Social em 2019, 2020 e 2021



Direção Geral de Energia e Geologia

Potência instalada e titulares das centrais com produção em regime ordinário (PRO) e aproveitamentos hidroeléctricos com potência superior a 10 MVA

Total	14 234	12 567		
Titular	Centrais	2019		Observações
		MVA	MW	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Aguieira	300,0	270,0	
EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUadiana, S.A.	Alqueva I	294,0	240,0	Titular EHG - Empresa Hidroelétrica do Guadiana, S.A. (subconcessão à EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.)
EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUadiana, S.A.	Alqueva II	286,0	257,2	Titular EHG - Empresa Hidroelétrica do Guadiana, S.A. (subconcessão à EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.)
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Alto Lindoso	700,0	630,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Alto Rabugão	90,0	72,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Baixo Sabor Jusante (Feiticeiro)	40,0	36,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Baixo Sabor Montante	170,0	153,0	
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	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Reforço de potência de Bemposta (Bemposta II)	225,0	203,0	Alterou a potência em 31-4-2018 (225 MVA / 203 MW).
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Bouçã	56,0	44,0	
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPessoal, LDA.	Boucais-Sonim	Retirar		Limitado a 10 MVA - Despacho do DGEG de 15/03/2019
EHATB - Empreendimentos Hidroeléctricos do Alto Tâmega e Barroso, S.A.	Bragadas	Retirar		Limitado a 10 MVA - Despacho do DGEG de 15/03/2019
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Cabril	122,0	108,0	
CÂMARA MUNICIPAL DE RIBEIRA DE PENA	Cabril	Retirar		- Limitada a 10 MVA Despacho do DGEG de 15/03/2019 - PRO no regime geral (mercado) desde 01/09/2018
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Caldeirão	40,0	32,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Caniçada	68,0	62,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Carapatelo	201,0	180,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Castelo do Bode	172,7	159,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Crestuma-Lever	108,0	105,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	DESTERRO II	14,6	13,2	Potência ativa bruta calculada (MW)
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Fratel	190,0	172,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Lindoso	Retirar		Parada desde 2013. Licença extinta em 16-03-2017
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Miranda 1, 2, 3 e 4	390,0	369,0	
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
EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUadiana, S.A.	Pedrogão	11,2	10,1	Não é PRO mas pot > 10 MVA
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPessoal, LDA.	Penacova	11,1	9,6	Potência ativa bruta calculada (MW) Não é PRO mas pot > 10 MVA
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Picote 1, 2, 3	216,0	195,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Reforço de potência de Picote (Picote II)	273,0	245,7	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Pedrão	186,0	165,3	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Ponte de Jugais	21,9	20,3	Potência ativa bruta calculada (MW)
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Pracana	47,9	41,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Raias	26,0	24,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Regua	174,0	156,0	
GREENWODUSA - Sociedade Gestora do Aproveitamento Hidroeléctrico de Ribeiradio-Ermida, S.A.	Ribeiradio/Ermida	83,0	74,7	
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)
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Sabugueiro I	16,0	12,8	

EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Salamonde	50,0	42,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Salamonde II	246,3	224,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Santa Iria	32,0	28,8	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vilar-Tabuaço	80,0	64,0	
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
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Torrão	160,0	146,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Torrededo	24,0	22,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Valeira	240,0	216,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Varosa	29,8	25,0	Potência ativa bruta calculada (MW)
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	VENDA NOVA 2 - FRADES	212,8	191,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vila Cova	26,0	23,4	Potência ativa bruta calculada (MW)
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vila Nova	96,0	90,0	Individualizada da Paradela
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Paradela	66,0	54,0	Individualizada da Vila Nova
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Vilarinho das Furnas	161,0	138,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Venda Nova III (Frades II)	870,0	799,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Senhora Do Parte	10,6	8,8	não é PRO mas pot > 10 MVA
ENERGIAS HIDRÓELECTRICAS, LDA.	Senhora De Monforte	Retirar		Potência igual a 10 MVA
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPESSOAL, LDA.	Torga	Retirar		Limitada a 90 MVA - Despacho DGEG de 15/03/2019
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPESSOAL, LDA.	Sordo	Retirar		Limitada a 10 MVA - Despacho DGEG de 15/03/2019
HDR - HIDRO ELECTRICA, S.A.	Canedo 2	Retirar		Limitada a 10 MVA - Despacho DGEG de 15/03/2019
PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPESSOAL, LDA.	Rebordelo	Retirar		Limitada abaixo de 10 MVA - Despacho DGEG de 15/03/2019
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Enval	13,0	10,4	não é PRO mas pot > 10 MVA
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Foz Tua	300,0	270,0	Retificação da potência em 4-4-2018
HYDROCONTRACTING PORTUGAL, COMPANHIA PORTUGUESA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO, S.A.	CH Vilar do Monte	13,2	12,6	A CH Vilar do Monte só começou a funcionar em março de 2018. Por despacho de 30-03-2020, foi autorizada a limitação de injeção na rede a 10 MVA.
ELEC GÁS, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO A GN DO PEGO	1 006,0	845,0	
TURBOGÁS - PRODUTORA ENERGÉTICA, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DA TAPADA DO CUTEIRO	1 190,9	1 057,1	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DE LARES	1 060,0	901,0	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DO RIBATEJO	1 344,0	1 209,6	
TEJO ENERGIA - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.	PEGO (carvão)	723,8	615,2	
EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.	Sines	1 440,0	1 252,8	

Fonte: DGEG

Centros electroprodutores considerados na repartição do financiamento da Tarifa Social em 2018



Direção Geral de Energia e Geologia

Potência instalada nas centrais com produção em regime ordinário (PRO) e aproveitamentos hidroeléctricos com potência superior a 10 MVA.

Produtor	Centrais	Total	13254	13806	14 125	12 408	14 332	12 647	14 345	13 667	
		2013		2014		2015		2016		2017	
		Potência Instalada	MVA	Potência Instalada	MW	Potência Instalada	MVA	Potência Instalada	MW	Potência Instalada	MVA
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH AGUANEIRA	300	270	300,0	270,0	300,0	270,0	300,0	270,0	300,0	270,0
EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUadiana, S.A.	CH ALQUIVEIA I	294	240	294	240	294	240,0	294	240	294	240,0
EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUadiana, S.A.	CH ALQUIVEIA II	286	257	286	257,4	286	257,4	286	257,4	286	257,4
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH ALTO LINDOSO	700	630	700	630	700	630	700	630	700	630
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH ALTO RABAGÃO	90	72	90	72	90	72	90	72	90	72
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH BAIXO SABOR (USTICEIRO)	40	36	40	36	40	36	40	36	40	36
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH BAIXO SABOR MONTANTE	170	153	170	153	170	153	170	153	170	153
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH BELVER	94	83	95,6	80,7	100,6	80,7	100,6	80,7	100,6	80,7
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH BEMposta	234	210	234	210	238	230	238	210	238	210
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH BEMposta II	212	191	212	191	212	191	212	191	212	191
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH BOUÇÃ	56	50	56	50	56	44	56	44	56	44
PEBBLE HYDRO - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda.	CH BOUÇOAISSONIM	12	11	12,0	11,2	12,0	11,2	12,0	11,2	12,0	11,2
EPATIB - Empreendimentos Hidroeléctricos do Alto Tâmega e Barroso, S.A.	CH BRAISADAS	18	17	18,0	17,8	18,0	17,8	18,0	17,8	18,0	17,8
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH CABRIL	123	98	123,0	98,0	122,0	98,0	122,0	108,0	122,0	108,0
Câmara Municipal de Figueira da Foz	CH CABRIZ	12	10	11,5	10,5	11,5	10,5	11,5	10,5	11,5	10,5
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH CALDEIRÃO	40	32	40	32	40	32	40	32	40	32
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH CANIÇADA	68	60	68,0	60,0	68,0	62,0	68,0	62,0	68,0	62,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH CARRAPATEILO	201	180	201	180	201	180	201	180	201	180
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH CASTELO DO BODE	174	141	174,0	141,0	172,2	159,0	172,2	159,0	172,2	159,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH CRESTUMA LEVER	108	95	108,8	95,0	108,3	95,0	108,3	95,0	108,3	95,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH DESTERRO 2	15	13	14,6	13,2	14,6	13,2	14,6	13,2	14,6	13,2
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH FRATEL	150	130	150,0	130,0	150,0	132,0	150,0	132,0	150,0	132,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH LINDOSO	53	44	52,5	44,1	—	—	—	—	—	—
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH MIRANDA	390	363	390,0	363,0	390,0	369,0	390,0	369,0	390,0	369,0
PEBBLE HYDRO - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda.	CH NUNES	12	11	12,0	11,0	10,2	8,7	10,2	8,7	10,2	8,7
EDH - Empresa Hidroeléctrica do Guadiana, S.A.	CH PEDROÃO	11	10	11,0	10,0	11,2	10,1	11,2	10,1	11,2	10,1
PEBBLE HYDRO - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda.	CH PENACOVRA	13	11	13	10,5	11	9,6	11,1	9,6	11,1	9,6
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH PICONE	216	180	216,0	180,0	216,0	195,0	216,0	195,0	216,0	195,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH PICONE 2	273	246	273,0	246,0	273,0	245,7	273,0	245,7	273,0	245,7
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH POCINHO	386	346	386,0	345,5	386,0	345,5	386,0	345,5	386,0	345,5
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH PONTE DE JUGAIS	22	19	22,0	19,2	21,9	20,3	21,9	20,3	21,9	20,3
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH PRACANA	48	41	48,0	41,0	47,9	41,0	47,9	41,0	47,9	41,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH RAIVA	26	23	26,0	20,0	26,0	24,0	26,0	24,0	26,0	24,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A.	CH RÉGUA	174	156	174,0	156,0	174,0	156,0	174,0	156,0	174,0	156,0

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2021 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

		MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW	MVA	MW
GREENDOUGA - Sociedade Gestora do Aproveitamento Hidroelétrico de Ribeiradio-Ermida, S.A.	CH RIBEIRADIO	83	75	83,0	74,7	83,0	74,7	83,0	74,7
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH SABUGUEIRO 2	13	10	11,2	10,0	11,2	10,0	11,2	10,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH SABUGUEIRO 1	16	13	16,0	13,2	16,0	13,2	16,0	12,8
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH SALAMONDE	50	42	50,0	42,0	50,0	42,0	50,0	42,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH SALAMONDE 2	280	246	280,0	246,0	246,0	224,0	246,0	224,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH SANTA LUZA	32	29	32,0	28,8	32,0	28,8	32,0	28,8
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VILAR-TABUAÇO	80	64	80,0	64,0	80,0	64,0	80,0	64,0
PEBBLE HYDRO - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda	CH TARRAGIDO	12	11	12,0	11,0	12,0	11,0	12,0	11,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH TORRÃO	160	146	160,0	146,0	160,0	146,0	160,0	146,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH TOUVEDO	24	22	34,0	22,0	24,0	22,0	24,0	22,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VALERA	140	216	240,0	216,0	240,0	216,0	240,0	216,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VAROSA (EX. CHOCALHO)	30	25	30,0	24,7	29,8	25,0	29,8	25,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VENDA NOVA 2 - FRADES	213	196	233,0	196,0	212,8	191,0	212,8	191,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VILA CONDA	26	23	26,0	23,4	26,0	23,4	26,0	23,4
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VILA NOVA+PARADELA	163	136	162,9	135,8	96,0	90,0	96,0	90,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VILA NOVA/ARADELA					66,0	54,0	66,0	54,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VILARINHO DAS FURNAS	161	198	163,0	188,0	163,0	188,0	163,0	188,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH VENDA NOVA 3 - FRADES 2	870	799	870	799	870,0	799,0	870,0	799,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH SENHORA DO PORTO	10,6	8,8	10,6	8,8	10,6	8,8	10,6	8,8
ENERGIAS HIDROELÉTRICAS, Lda	CH SENHORA DE MONFORTE	10	9,1	10,0	9,3	10	9,1	10	9,1
PEBBLE HYDRO - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda	CH TORGA	10,2	8,3	10,2	8,3	10,0	9,3	10,0	9,3
PEBBLE HYDRO - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda	CH SORDO	10,2	9,3	10,2	9,3	10,0	9,3	10,0	9,3
HDR - Hidroelétrica, S.A.	CH CANEDO 2	10	8,8	10,8	9,8	10,8	9,8	10,8	9,8
PEBBLE HYDRO - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda	CH REBORDO	11	9,9	11,0	9,9	11,0	9,9	11,0	9,9
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH ERMAI	13	10,4	13,0	10,4	13,0	10,4	13,0	10,4
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CH FOZ TUA					300,0	262,0	300,0	270,0
HIDROCONTRACTING PORTUGAL-Companhia Portuguesa de Desenvolvimento Energético	CH VILAR DO MONTE	13,2	12,8	13,2	12,8	13,2	12,8	13,2	12,6
ELEGÁS, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO A GNL DO PEGO	1006	845	1 006	845	1 006,0	845,0	1 006,0	845,0
TURGOGÁS - PRODUTORA ENERGÉTICA, S.A.	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DA TAPADA DO OUTEIRO	1 131	1 057	1 131	1 057,1	1 131	1 057	1 131	1 057,0
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DE LARES	1 061	902	1 061	902,2	1 060	902	1 060	901
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	CENTRAL DE CICLO COMBINADO DO RIBATEJO	1 346	1211	1 345,5	1 210,8	1 344,0	1 205,8	1 344,0	1 205,8
TEJO ENERGIA - PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	PEGO	724	615	723,8	615,2	723,8	615,2	723,8	615,2
EDP- Gestão da Produção de Energia, S.A	SINES	1443	1259	1 443,5	1 258,8	1 440,0	1 252,8	1 440,0	1 252,8

Fonte: DGEG

ANEXO II - FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL POR PRODUTOR

Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2021

	Tarifa Social 2021		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	EUR
Alto Lindoso	630,0	5,55%	7 015 340,00
Touvedo	22,0	0,19%	244 980,13
Alto Rabagão	72,0	0,63%	801 753,14
Frades	191,0	1,68%	2 126 872,92
Vila Nova/Paradela	144,0	1,27%	1 603 506,29
Salamonde	42,0	0,37%	467 689,33
Vilarinho das Furnas	138,0	1,22%	1 536 693,52
Caniçada	62,0	0,55%	690 398,54
Miranda I e II	369,0	3,25%	4 108 984,86
Picote	195,0	1,72%	2 171 414,76
Picote II	245,7	2,16%	2 735 982,60
Bemposta	210,0	1,85%	2 338 446,67
Bemposta II	203,0	1,79%	2 260 498,44
Pocinho	165,5	1,46%	1 842 918,68
Valeira	216,0	1,90%	2 405 259,43
Tabuaço (Vilar)	64,0	0,56%	712 669,46
Régua	156,0	1,37%	1 737 131,81
Carrapatelo	180,0	1,59%	2 004 382,86
Torrão	146,0	1,29%	1 625 777,21
Crestuma-Lever	105,0	0,93%	1 169 223,33
Caldeirão	32,0	0,28%	356 334,73
Cabril	108,0	0,95%	1 202 629,71
Bouçã	44,0	0,39%	489 960,25
Castelo de Bode	159,0	1,40%	1 770 538,19
Pracana	41,0	0,36%	456 553,87
Fratel	132,0	1,16%	1 469 880,76
Varosa	25,0	0,22%	278 386,51
Sabugueiro I	12,8	0,11%	142 533,89
Desterro	13,2	0,12%	146 988,08
Ponte de Jugais	20,3	0,18%	226 049,84
Vila Cova	23,4	0,21%	260 569,77
Santa Luzia	28,8	0,25%	320 701,26
Belver	80,7	0,71%	898 631,65
Alqueva I	240,0	2,11%	2 672 510,48
Alqueva II	257,2	2,27%	2 864 040,39
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,66%	831 818,89
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,32%	400 876,57
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,35%	1 703 725,43
Venda Nova III (Frades II)	799,0	7,04%	8 897 232,79
Salamonde II	224,0	1,97%	2 494 343,11
Foz Tua	270,0	2,38%	3 006 574,28
Pedrogão	10,1	0,09%	112 468,15
Penacova	9,6	0,08%	106 900,42
Sabugueiro II	10,0	0,09%	111 354,60
Senhora Do Porto	8,8	0,08%	97 992,05
Ermal	10,4	0,09%	115 808,79
Sines	48,1	0,42%	535 087,85
Ribatejo	1 209,6	10,66%	13 469 452,80
Lares	901,0	7,94%	10 033 049,74
Aguieira	270,0	2,38%	3 006 574,28
Raiva	24,0	0,21%	267 251,05
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,72%	4 704 731,98
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,72%	4 704 731,98
PEGO (carvão)	615,2	5,42%	6 850 535,18
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	9,31%	11 771 295,10
Total	11 349,2	100,0%	126 378 038,40

Nota: A potência da central termoelétrica de Sines em 2021 encontra-se ponderada pelo número expectável de dias em funcionamento.

Ajustamento provisório do financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2020

	Tarifas 2020		Estimativa 2020		Ajustamento provisório de 2020 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2020 com juros
	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa			
	MW	%	EUR	MW	%	EUR	EUR
Alto Lindoso	630,0	4,97%	5 412 870,36	630,0	5,02%	5 945 895,48	533 025,12
Touvedo	22,0	0,17%	189 020,87	22,0	0,18%	207 634,45	18 613,58
Alto Rabagão	68,0	0,54%	584 246,32	72,0	0,57%	679 530,91	95 284,59
Frades	191,0	1,51%	1 641 044,82	191,0	1,52%	1 802 644,50	161 599,68
Vila Nova/Paradelha	144,0	1,14%	1 237 227,51	144,0	1,15%	1 359 061,82	121 834,31
Salamonde	42,0	0,33%	360 858,02	42,0	0,33%	396 393,03	35 535,01
Vilarinho das Furnas	125,0	0,99%	1 073 982,21	138,0	1,10%	1 302 434,25	228 452,03
Caniçada	62,0	0,49%	532 695,18	62,0	0,49%	585 151,62	52 456,44
Miranda I e II	369,0	2,91%	3 170 395,50	369,0	2,94%	3 482 595,92	312 200,43
Picote	195,0	1,54%	1 675 412,26	195,0	1,55%	1 840 396,22	164 983,96
Picote II	245,7	1,94%	2 111 019,44	245,7	1,96%	2 318 899,24	207 879,80
Bemposta	240,0	1,89%	2 062 045,85	210,0	1,67%	1 981 965,16	-80 080,69
Bemposta II	203,0	1,60%	1 744 147,12	203,0	1,62%	1 915 899,65	171 752,54
Pocinho	186,0	1,47%	1 598 085,54	165,5	1,32%	1 561 977,30	-36 108,23
Valeira	240,0	1,89%	2 062 045,85	216,0	1,72%	2 038 592,74	-23 453,12
Tabuaço (Vilar)	58,0	0,46%	498 327,75	64,0	0,51%	604 027,48	105 699,73
Régua	156,0	1,23%	1 340 329,80	156,0	1,24%	1 472 316,98	131 987,17
Carrapateiro	201,0	1,59%	1 726 963,40	180,0	1,43%	1 698 827,28	-28 136,12
Torrão	140,0	1,10%	1 202 860,08	146,0	1,16%	1 377 937,68	175 077,60
Crestuma-Lever	108,3	0,85%	930 498,19	105,0	0,84%	990 982,58	60 484,39
Caldeirão	40,0	0,32%	343 674,31	32,0	0,25%	302 013,74	-41 660,57
Cabril	108,0	0,85%	927 920,63	108,0	0,86%	1 019 296,37	91 375,73
Bouçã	44,0	0,35%	378 041,74	44,0	0,35%	415 268,89	37 227,15
Castelo de Bode	159,0	1,25%	1 366 105,38	159,0	1,27%	1 500 630,76	134 525,39
Pracana	41,0	0,32%	352 266,17	41,0	0,33%	386 955,10	34 688,94
Fratel	132,0	1,04%	1 134 125,22	132,0	1,05%	1 245 806,67	111 681,45
Varosa	25,0	0,20%	214 796,44	25,0	0,20%	235 948,23	21 151,79
Sabugueiro I	12,8	0,10%	109 975,78	12,8	0,10%	120 805,50	10 829,72
Desterro	13,2	0,10%	113 412,52	13,2	0,11%	124 580,67	11 168,15
Ponte de Jugais	20,3	0,16%	174 414,71	20,3	0,16%	191 589,97	17 175,25
Vila Cova	23,4	0,18%	201 049,47	23,4	0,19%	220 847,55	19 798,08
Santa Luzia	24,4	0,19%	209 641,33	28,8	0,23%	271 812,36	62 171,04
Belver	80,7	0,64%	693 362,92	80,7	0,64%	761 640,90	68 277,98
Alqueva I	259,2	2,05%	2 227 009,52	240,0	1,91%	2 265 103,04	38 093,52
Alqueva II	259,2	2,05%	2 227 009,52	257,2	2,05%	2 427 435,42	200 425,90
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,59%	641 811,77	74,7	0,60%	705 013,32	63 201,55
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,28%	309 306,88	36,0	0,29%	339 765,46	30 458,58
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,21%	1 314 554,23	153,0	1,22%	1 444 003,19	129 448,96
Venda Nova III (Frades II)	799,0	6,30%	6 864 894,32	799,0	6,36%	7 540 905,54	676 011,22
Salamonde II	224,0	1,77%	1 924 576,13	224,0	1,78%	2 114 096,17	189 520,04
Foz Tua	270,0	2,13%	2 319 801,58	270,0	2,15%	2 548 240,92	228 439,34
Pedrogão	10,1	0,08%	86 777,76	10,1	0,08%	95 323,09	8 545,32
Penacova	9,6	0,08%	82 481,83	9,6	0,08%	90 604,12	8 122,29
Sabugueiro II	10,0	0,08%	85 918,58	10,0	0,08%	94 379,29	8 460,72
Senhora Do Porto	8,8	0,07%	75 608,35	8,8	0,07%	83 053,78	7 445,43
Ermal	10,0	0,08%	85 918,58	10,4	0,08%	98 154,47	12 235,89
Vilar do Monte	12,6	0,10%	108 257,41	0,0	0,00%	0,00	-108 257,41
Sines	1 200,0	9,47%	10 310 229,26	1 252,8	9,98%	11 823 837,87	1 513 608,61
Ribatejo	1 209,6	9,54%	10 392 711,10	1 209,6	9,64%	11 416 119,32	1 023 408,23
Lares	901,0	7,11%	7 741 263,81	901,0	7,18%	8 503 574,33	762 310,52
Aguieira	336,0	2,65%	2 886 864,19	270,0	2,15%	2 548 240,92	-338 623,27
Raiva	24,0	0,19%	206 204,59	24,0	0,19%	226 510,30	-750,88
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,33%	3 630 059,89	422,5	3,37%	3 987 525,14	357 465,26
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,33%	3 630 059,89	422,5	3,37%	3 987 525,14	357 465,26
PEGO (carvão)	615,2	4,85%	5 285 710,87	615,2	4,90%	5 806 214,13	520 503,26
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,34%	9 082 452,80	1 057,1	8,42%	9 976 835,10	894 382,30
Total	12 673,9	100,0%	108 892 345,55	12 553,9	100,0%	118 482 821,07	9 590 475,52
						21 266,50	9 611 742,01

Nota: Os valores apresentados assumem a concretização dos pagamentos consagrados nas decisões tarifárias anteriores.

Ajustamento definitivo do financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2019

	Tarifas 2019			Real 2019			Ajustamento de 2019 sem juros	Juros	Ajustamento de 2019 com juros	Ajustamento provisório de 2019 em T2020	Ajustamento definitivo de 2019 em T2021
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa					
	MW	%	EUR	MW	%	EUR					
Alto Lindoso	630,0	4,97%	5 451 541,33	630,0	5,01%	5 532 925,52	81 384,19	411,06	81 795,25	-155 404,81	237 544,67
Touvedo	22,0	0,17%	190 371,28	22,0	0,18%	193 213,27	2 841,99	14,35	2 856,34	-5 426,83	8 295,21
Alto Rabagão	68,0	0,54%	588 420,33	72,0	0,57%	632 334,35	43 914,01	221,80	44 135,82	-16 773,85	60 946,86
Frades	191,0	1,51%	1 652 768,88	191,0	1,52%	1 677 442,50	24 673,62	124,62	24 798,24	-47 114,79	72 017,51
Vila Nova/Paradelha	144,0	1,14%	1 246 066,59	144,0	1,15%	1 264 668,69	18 602,10	93,96	18 696,06	-35 521,10	54 295,92
Salamonde	42,0	0,33%	363 436,09	42,0	0,33%	368 861,70	5 425,61	27,40	5 453,02	-10 360,32	15 836,31
Vilarinho das Furnas	125,0	0,99%	1 081 655,03	138,0	1,10%	1 211 974,16	130 319,14	658,22	130 977,36	-30 834,29	161 880,02
Caniçada	62,0	0,49%	536 500,89	62,0	0,49%	544 510,13	8 009,24	40,45	8 049,69	-15 293,81	23 377,41
Miranda I e II	369,0	2,91%	3 193 045,63	369,0	2,94%	3 240 713,52	47 667,88	240,76	47 908,65	-91 022,82	139 133,30
Picote	195,0	1,54%	1 687 381,84	195,0	1,55%	1 712 572,18	25 190,35	127,23	25 317,58	-48 101,49	73 525,73
Picote II	245,7	1,94%	2 126 101,12	245,7	1,96%	2 157 840,95	31 739,84	160,31	31 900,15	-60 607,88	92 642,42
Bemposta	237,0	1,87%	2 050 817,93	210,0	1,67%	1 844 308,51	-206 509,42	-1 043,05	-207 552,47	-33 167,02	-174 311,90
Bemposta II	203,0	1,60%	1 756 607,76	203,0	1,62%	1 782 831,56	26 223,80	132,45	26 356,25	-50 074,88	76 542,17
Pocinho	186,0	1,47%	1 609 502,68	165,5	1,32%	1 453 490,75	-156 011,93	-788,00	-156 799,92	-45 881,42	-110 816,76
Valeira	240,0	1,89%	2 076 777,65	216,0	1,72%	1 897 003,04	-179 774,61	-908,02	-180 682,63	-59 201,83	-121 349,52
Tabuaço (Vilar)	58,0	0,46%	501 887,93	64,0	0,51%	562 074,97	60 187,04	304,00	60 491,04	-14 307,11	74 829,87
Régua	156,0	1,23%	1 349 905,47	156,0	1,24%	1 370 057,75	20 152,28	101,79	20 254,06	-38 481,19	58 820,58
Carrapateiro	201,0	1,59%	1 739 301,28	180,0	1,43%	1 580 835,86	-158 465,42	-800,39	-159 265,81	-49 581,53	-109 574,33
Torrão	140,0	1,10%	1 211 453,63	146,0	1,16%	1 282 233,53	70 779,91	357,50	71 137,41	-34 534,40	105 748,39
Crestuma-Lever	108,3	0,85%	937 145,91	105,0	0,84%	922 154,25	-14 991,66	-75,72	-15 067,38	-26 714,83	11 706,68
Caldeirão	40,0	0,32%	346 129,61	32,0	0,25%	281 037,49	-65 092,12	-328,77	-65 420,89	-9 866,97	-55 532,04
Cabril	108,0	0,85%	934 549,94	108,0	0,86%	948 501,52	13 951,58	70,47	14 022,04	-26 640,82	40 721,94
Bouçã	44,0	0,35%	380 742,57	44,0	0,35%	386 426,54	5 683,98	28,71	5 712,68	-10 853,67	16 590,42
Castelo de Bode	159,0	1,25%	1 375 865,19	159,0	1,27%	1 396 405,01	20 539,82	103,74	20 643,56	-39 221,21	59 951,75
Pracana	41,0	0,32%	354 782,85	41,0	0,33%	360 079,28	5 296,43	26,75	5 323,18	-10 113,65	15 459,26
Fratel	132,0	1,04%	1 142 227,71	132,0	1,05%	1 159 279,63	17 051,93	86,13	17 138,05	-32 561,01	49 771,26
Varosa	25,0	0,20%	216 331,01	25,0	0,20%	219 560,54	3 229,53	16,31	3 245,84	-6 166,86	9 426,38
Sabugueiro I	12,8	0,10%	110 761,47	12,8	0,10%	112 414,99	1 653,52	8,35	1 661,87	-3 157,43	4 826,30
Desterro	13,2	0,10%	114 222,77	13,2	0,11%	115 927,96	1 705,19	8,61	1 713,81	-3 256,10	4 977,13
Ponte de Jugaíais	20,3	0,16%	175 660,78	20,3	0,16%	178 283,16	2 622,38	13,25	2 635,62	-5 007,49	7 654,22
Vila Cova	23,4	0,18%	202 485,82	23,4	0,19%	205 508,66	3 022,84	15,27	3 038,11	-5 772,18	8 823,09
Santa Luzia	24,4	0,19%	211 139,06	28,8	0,23%	252 933,74	41 794,68	211,10	42 005,78	-6 018,85	48 037,98
Belver	80,7	0,64%	698 316,48	80,7	0,64%	708 741,41	10 424,93	52,65	10 477,58	-19 906,62	30 428,34
Alqueva I	259,2	2,04%	2 242 919,86	240,0	1,91%	2 107 781,15	-135 138,71	-682,57	-135 821,28	-63 937,98	-71 741,52
Alqueva II	259,2	2,04%	2 242 919,86	257,2	2,05%	2 258 838,80	15 918,94	80,40	15 999,34	-63 937,98	80 079,10
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,59%	646 397,04	74,7	0,59%	656 046,88	9 649,84	48,74	9 698,58	-18 426,57	28 166,01
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,28%	311 516,65	36,0	0,29%	316 167,17	4 650,53	23,49	4 674,01	-8 880,27	13 573,98
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,21%	1 323 945,75	153,0	1,22%	1 343 710,48	19 764,73	99,83	19 864,56	-37 741,17	57 689,42
Venda Nova III (Frades II)	799,0	6,30%	6 913 938,92	799,0	6,36%	7 017 154,75	103 215,83	521,33	103 737,16	-197 092,76	301 266,97
Salamonde II	224,0	1,77%	1 938 325,81	224,0	1,78%	1 967 262,41	28 936,60	146,15	29 082,76	-55 255,04	84 460,33
Foz Tua	262,0	2,07%	2 267 148,93	270,0	2,15%	2 371 253,79	104 104,86	525,82	104 630,68	2 824,10	101 800,32
Bouçoais-Sonim	11,2	0,09%	96 570,16	0,0	0,00%	0,00	-96 570,16	-487,76	-97 057,92	-96 849,49	6,32
Bragadas	11,5	0,09%	99 512,26	0,0	0,00%	0,00	-99 512,26	-502,62	-100 014,89	-99 800,10	6,52
Cabriz	10,4	0,08%	89 811,98	0,0	0,00%	0,00	-89 811,98	-453,63	-90 265,61	-90 071,76	5,88
Nunes	8,7	0,07%	75 023,59	0,0	0,00%	0,00	-75 023,59	-378,93	-75 402,53	-75 240,60	4,91
Pedrogão	10,1	0,08%	87 397,73	10,1	0,08%	88 702,46	1 304,73	6,59	1 311,32	-2 491,41	3 808,26
Penacova	9,6	0,08%	82 984,57	9,6	0,08%	84 311,25	1 326,67	6,70	1 333,37	-2 281,29	3 619,72
Sabugueiro II	10,0	0,08%	86 532,40	10,0	0,08%	87 824,21	1 291,81	6,52	1 298,34	-2 466,74	3 770,55
Senhora do Porto	8,8	0,07%	76 364,84	8,8	0,07%	77 285,31	920,46	4,65	925,11	-2 387,69	3 318,10
Canedo 2	10,1	0,08%	87 224,66	0,0	0,00%	0,00	-87 224,66	-440,56	-87 665,22	-87 476,96	5,71
Rebordelo	9,9	0,08%	85 667,08	0,0	0,00%	0,00	-85 667,08	-432,69	-86 099,77	-85 914,87	5,61
Ermal	10,0	0,08%	86 532,40	10,4	0,08%	91 337,18	4 804,78	24,27	4 829,05	-2 466,74	7 301,26
Vilar do Monte	0,0	0,00%	0,00	12,6	0,10%	110 658,51	110 658,51	558,92	111 217,43	106 238,10	4 743,75
Sines	1 200,0	9,47%	10 383 888,24	1 252,8	9,97%	11 002 617,61	618 729,37	3 125,12	621 854,49	-296 009,16	918 520,03
Ribatejo	1 209,6	9,54%	10 466 959,35	1 209,6	9,63%	10 623 217,00	156 257,65	789,24	157 046,89	-298 377,23	456 085,76
Lares	901,0	7,11%	7 796 569,42	901,0	7,17%	7 912 961,74	116 392,32	587,88	116 980,20	-222 253,54	339 726,58
Aguieira	300,0	2,37%	2 595 972,06	270,0	2,15%	2 371 253,79	-224 718,27	-1 135,02	-225 853,29	229 535,14	-455 897,41
Raiava	24,0	0,19%	207 677,76	24,0	0,19%	210 778,12	3 100,35	15,66	3 116,01	-5 920,18	9 049,32
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,33%	3 655 993,98	422,5	3,36%	3 710 573,07	54 579,08	275,67	54 854,75	-104 219,89	159 305,75
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,33%	3 655 993,98	422,5	3,36%	3 710 573,07	54 579,08	275,67	54 854,75	-104 219,89	159 305,75
PEGO (carvão)	615,2	4,85%	5 323 473,37	615,2	4,90%	5 402 945,68	79 472,31	401,40	79 873,72	-151 754,03	231 964,25
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,34%	9 147 513,28	1 057,1	8,41%	9 283 897,73	136 384,45	688,86	137 073,31	-260 932,97	398 584,88
Total	12 676,0	100,0%	109 688 680,47	12 566,5	100,0%	110 364 299,29	675 618,82	3 412,46	679 031,29	-3 144 758,04	3 830 762,70

Nota: Os valores apresentados assumem a concretização dos pagamentos consagrados nas decisões tarifárias anteriores.

Ajustamento definitivo do financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2018

	Tarifas 2018		Real 2018		Ajustamento de 2018 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2018 em T2019	Ajustamento definitivo de 2018 em T2021
	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa	Potência p/ repartição da Tarifa Social	Valor por empresa				
	MW	%	EUR	MW	%	EUR	EUR	EUR
Alto Lindoso	630,0	5,01%	4 191 584,74	630,0	4,97%	5 231 583,20	1 039 998,46	9 658,67
Touvedo	22,0	0,17%	146 372,80	22,0	0,17%	182 690,21	36 317,41	337,29
Alto Rabagão	72,0	0,57%	479 038,26	72,0	0,57%	597 895,22	118 856,97	1 103,85
Vila Nova		0,00%			0,00%		0,00	88 101,74
Frades	196,0	1,56%	1 304 048,59	191,0	1,51%	1 586 083,16	282 034,57	2 619,31
Vila Nova/Paradela	135,8	1,08%	903 379,66	144,0	1,14%	1 195 790,45	292 410,79	2 715,68
Salamonde	42,0	0,33%	279 438,98	42,0	0,33%	348 772,21	69 333,23	643,91
Vilarinho das Furnas	138,0	1,10%	918 156,66	138,0	1,09%	1 445 965,84	227 809,19	2 115,71
Caniçada	60,0	0,48%	399 198,55	62,0	0,49%	514 854,22	115 655,67	1 074,12
Miranda I e II	363,0	2,88%	2 415 151,21	369,0	2,91%	3 064 213,02	649 061,81	6 027,96
Picote	180,0	1,43%	1 197 595,64	195,0	1,54%	1 619 299,56	421 703,92	3 916,45
Picote II	246,0	1,95%	1 636 714,04	245,7	1,94%	2 040 317,45	403 603,41	3 748,34
Bemposta	210,0	1,67%	1 397 194,91	210,0	1,66%	1 743 861,07	346 666,15	3 219,56
Bemposta II	191,0	1,52%	1 270 782,04	203,0	1,60%	1 685 732,36	414 950,32	3 853,72
Pocinho	165,5	1,32%	1 101 388,79	165,5	1,31%	1 374 328,60	272 939,81	2 534,84
Valeira	216,0	1,72%	1 437 114,77	216,0	1,71%	1 793 685,67	356 570,90	3 311,54
Tabuaço (Vilar)	64,0	0,51%	425 811,78	64,0	0,51%	531 462,42	105 650,64	981,20
Régua	156,0	1,24%	1 037 916,22	156,0	1,23%	1 295 439,65	257 523,43	2 391,67
Carrapateiro	180,0	1,43%	1 197 595,64	180,0	1,42%	1 494 738,06	297 142,42	2 759,62
Torrão	146,0	1,16%	971 383,13	146,0	1,15%	1 212 398,65	241 015,52	2 238,36
Crestuma-Lever	105,0	0,83%	698 597,46	105,0	0,83%	871 930,53	173 333,08	1 609,78
Caldeirão	32,0	0,25%	212 905,89	32,0	0,25%	265 731,21	52 825,32	490,60
Cabril	98,0	0,78%	652 030,95	108,0	0,85%	896 842,83	244 811,89	2 273,62
Bouçã	50,0	0,40%	332 665,46	44,0	0,35%	365 380,41	32 714,96	303,83
Castelo de Bode	141,0	1,12%	938 123,24	159,0	1,26%	1 320 351,95	382 228,71	3 549,83
Pracana	41,0	0,33%	272 785,67	41,0	0,32%	340 468,11	67 682,44	628,58
Fratel	130,0	1,03%	864 923,53	132,0	1,04%	1 096 141,24	231 217,71	2 147,36
Lindoso	0,0	0,00%	0,00	0,0	0,00%	0,00	0,00	0,00
Varosa	24,7	0,20%	164 409,92	25,0	0,20%	207 602,51	43 192,59	401,14
Sabugueiro I	13,2	0,11%	88 089,81	12,8	0,10%	106 292,48	18 202,67	169,05
Desterro	13,2	0,10%	87 823,68	13,2	0,10%	109 614,12	21 790,44	202,37
Ponte de Jugais	19,2	0,15%	127 876,60	20,3	0,16%	168 573,24	40 696,64	377,96
Vila Cova	23,4	0,19%	155 687,43	23,4	0,18%	194 315,95	38 628,51	358,75
Santa Luzia	28,6	0,23%	190 018,51	28,8	0,23%	239 158,09	49 139,58	456,37
Belver	80,7	0,64%	536 928,70	80,7	0,64%	670 140,90	133 212,20	1 237,17
Alqueva I	240,0	1,91%	1 596 794,19	240,0	1,89%	1 992 984,08	396 189,89	3 679,49
Alqueva II	257,4	2,05%	1 712 561,77	257,4	2,03%	2 137 475,42	424 913,66	3 946,25
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,59%	497 002,19	74,7	0,59%	620 316,29	123 314,10	1 145,24
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,29%	239 519,13	36,0	0,28%	298 947,61	59 428,48	551,92
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,22%	1 017 956,29	153,0	1,21%	1 270 527,35	252 571,05	2 345,68
Venda Nova III (Frades II)	780,0	6,20%	5 189 581,11	799,0	6,31%	6 634 976,15	1 445 395,05	13 423,66
Salamonde II	246,0	1,95%	1 636 714,04	224,0	1,77%	1 860 118,47	223 404,43	2 074,80
Foz Tua	261,0	2,07%	1 736 513,68	270,0	2,13%	2 242 107,09	505 593,41	4 695,54
Bouçais-Sonim	11,2	0,09%	74 250,93	11,2	0,09%	93 005,92	18 754,99	174,18
Bragadas	11,8	0,09%	78 562,27	11,5	0,09%	95 497,15	16 934,88	157,28
Cabriz	10,5	0,08%	69 819,83	10,5	0,08%	87 193,05	17 373,23	161,35
Nunes	11,0	0,09%	73 226,32	8,7	0,07%	72 245,67	-980,65	-9,11
Pedrogão	10,0	0,08%	66 533,09	10,1	0,08%	83 871,41	17 338,32	161,02
Penacova	10,5	0,08%	69 932,93	9,6	0,08%	79 719,36	9 786,43	90,89
Sabugueiro II	10,0	0,08%	66 533,09	10,0	0,08%	83 041,00	16 507,91	153,31
Terragido	11,0	0,09%	73 246,28	11,0	0,09%	91 345,10	18 098,82	168,09
Senhora Do Porto	8,8	0,07%	58 715,45	8,8	0,07%	73 076,08	14 360,63	133,37
Senhora De Monforte	0,0	0,00%	0,00	9,1	0,07%	75 567,31	75 567,31	701,81
Torga	9,3	0,07%	61 622,95	9,3	0,07%	77 228,13	15 605,18	144,93
Sordo	9,3	0,07%	61 756,02	9,3	0,07%	77 228,13	15 472,12	143,69
Canedo 2	9,8	0,08%	65 209,08	9,8	0,08%	81 380,18	16 171,10	150,18
Rebordelo	9,9	0,08%	65 867,76	9,9	0,08%	82 210,59	16 342,83	151,78
Ermal	10,0	0,08%	66 433,29	10,4	0,08%	86 362,64	19 929,35	185,09
Vilar do Monte	0,0	0,00%	0,00	12,6	0,10%	104 631,66	104 631,66	971,73
Sines	1 259,0	10,01%	8 376 516,18	1 252,8	9,89%	10 403 376,88	2 026 860,70	18 823,85
Ribatejo	1 210,8	9,62%	8 055 826,68	1 209,6	9,55%	10 044 639,75	1 988 813,07	18 470,49
Lares	902,2	7,17%	6 002 482,42	901,0	7,11%	7 481 994,39	1 479 511,97	13 740,51
Aguieira	270,0	2,15%	1 796 393,46	270,0	2,13%	2 242 107,09	445 713,63	4 139,43
Raiva	20,0	0,16%	133 066,18	24,0	0,19%	199 298,41	66 232,23	615,11
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,36%	2 811 156,17	422,5	3,34%	3 508 482,38	697 326,22	6 476,20
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,36%	2 811 156,17	422,5	3,34%	3 508 482,38	697 326,22	6 476,20
PEGO (carvão)	615,0	4,89%	4 091 785,11	615,2	4,86%	5 108 682,52	1 016 897,41	9 444,12
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,40%	7 033 346,13	1 057,0	8,34%	8 777 434,04	1 744 087,91	16 197,68
Total	12 583,6	100,0%	83 722 813,44	12 666,9	100,0%	105 187 208,33	21 464 394,89	199 343,97
								-484 795,25

Nota: Os valores apresentados assumem a concretização dos pagamentos consagrados nas decisões tarifárias anteriores.

Transferências referentes ao financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor em 2021

	Previsão financiamento tarifa social de 2021 (a)	Ajustamento provisório de 2020 em T2021 (b)	Ajustamento definitivo de 2019 em T2021 (c)	Ajustamento definitivo de 2018 em T2021 (d)	Transferência em T2021 (a)+(b)+(c)+(d)
	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
Alto Lindoso	7 015 340,00	534 207,08	237 544,67	-20 298,67	7 766 793,07
Touvedo	244 980,13	18 654,85	8 295,21	-708,84	271 221,35
Alto Rabagão	801 753,14	95 495,88	60 946,86	31 303,20	989 499,09
Vila Nova	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Frades	2 126 872,92	161 958,02	72 017,51	-6 155,72	2 354 692,73
Vila Nova/Paradelas	1 603 506,29	122 104,48	54 295,92	-4 636,94	1 775 269,75
Salamonde	467 689,33	35 613,81	15 836,31	-1 353,24	517 786,20
Vilarinho das Furnas	1 536 693,52	228 958,62	161 880,02	104 828,54	2 032 360,70
Caniçada	690 398,54	52 572,76	23 377,41	-1 996,98	764 351,74
Miranda I e II	4 108 984,86	312 892,72	139 133,30	-11 887,21	4 549 123,67
Picote	2 171 414,76	165 349,81	73 525,73	-6 277,89	2 404 012,41
Picote II	2 735 982,60	208 340,76	92 642,42	-7 916,58	3 029 049,20
Bemposta	2 338 446,67	-80 258,27	-174 311,90	-233 721,82	1 850 154,67
Bemposta II	2 260 498,44	172 133,39	76 542,17	-6 536,66	2 502 637,35
Pocinho	1 842 918,68	-36 188,30	-110 816,76	-177 650,58	1 518 263,04
Valeira	2 405 259,43	-23 505,12	-121 349,52	-208 697,85	2 051 706,93
Tabuaço (Vilar)	712 669,46	105 934,11	74 829,87	48 372,49	941 805,94
Régua	1 737 131,81	132 279,85	58 820,58	-5 026,34	1 923 205,90
Carrapateiro	2 004 382,86	-28 198,51	-109 574,33	-182 320,64	1 684 289,38
Torrão	1 625 777,21	175 465,83	105 748,39	45 730,44	1 952 721,86
Crestuma-Lever	1 169 223,33	60 618,51	11 706,68	-31 122,13	1 210 426,40
Caldeirão	356 334,73	-41 752,95	-55 532,04	-68 277,15	190 772,59
Cabril	1 202 629,71	91 578,36	40 721,94	-3 476,42	1 331 453,60
Bouçã	489 960,25	37 309,70	16 590,42	-1 419,70	542 440,68
Castelo de Bode	1 770 538,19	134 823,69	59 951,75	-5 116,96	1 960 196,67
Pracana	456 553,87	34 765,86	15 459,26	-1 321,02	505 457,96
Fratel	1 469 880,76	119 929,10	49 771,26	-4 252,38	1 627 328,74
Lindoso	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Varosa	278 386,51	21 198,69	9 426,38	-805,41	308 206,17
Sabugueiro I	142 533,89	10 853,73	4 826,30	-412,57	157 801,36
Desterro	146 988,08	11 192,91	4 977,13	-425,31	162 732,81
Ponte de Lugaçais	226 049,84	17 213,34	7 654,22	-653,71	250 263,69
Vila Cova	260 569,77	19 841,98	8 823,09	-753,95	288 480,89
Santa Luzia	320 701,26	62 308,90	48 037,98	36 057,50	467 105,63
Belver	898 631,65	68 429,38	30 428,34	-2 600,16	994 889,21
Alqueva I	2 672 510,48	38 177,99	-71 741,52	-169 123,48	2 469 823,47
Alqueva II	2 864 040,39	200 870,34	80 079,10	-23 423,83	3 121 566,00
Ribeiradio/Ermida	831 818,89	63 341,70	28 166,01	-2 406,84	920 919,75
Baixo Sabor (jusante)	400 876,57	30 526,12	13 573,98	-1 159,92	443 816,75
Baixo Sabor (montante)	1 703 725,43	129 736,00	57 689,42	-4 929,68	1 886 221,17
Venda Nova III (Frades II)	8 897 232,79	677 510,25	301 266,97	-25 737,50	9 850 272,51
Salamonde II	2 494 343,11	189 940,29	84 460,33	-7 224,69	2 761 519,04
Foz Tua	3 006 574,28	228 945,89	101 800,32	58 549,69	3 395 870,19
Bouçais-Sonim	0,00	0,00	6,32	-24,62	-18,30
Bragadas	0,00	0,00	6,52	-370,63	-364,12
Cabriz	0,00	0,00	5,88	678,79	684,67
Nunes	0,00	0,00	4,91	-28,92	-24,00
Pedrogão	112 468,15	8 564,27	3 808,26	-325,39	124 515,29
Penacova	106 900,42	8 140,30	3 619,72	-225,56	118 434,88
Sabugueiro II	111 354,60	8 479,48	3 770,55	-322,20	123 282,43
Terragido	0,00	0,00	0,00	92 108,97	92 108,97
Senhora Do Porto	97 992,05	7 461,94	3 318,10	-493,69	108 278,40
Senhora do Monforte	0,00	0,00	0,00	76 202,29	76 202,29
Torga	0,00	0,00	0,00	77 873,96	77 873,96
Sordo	0,00	0,00	0,00	77 873,95	77 873,95
Canedo 2	0,00	0,00	5,71	-2 669,37	-2 663,66
Rebordelo	0,00	0,00	5,61	-318,98	-313,37
Ermal	115 808,79	12 263,02	7 301,26	3 027,36	138 400,43
Vilar do Monte	0,00	-108 497,46	4 743,75	105 510,87	1 757,16
Sines	535 087,85	1 516 964,97	918 520,03	403 456,83	3 374 029,69
Ribeitejo	13 469 452,80	1 025 677,59	456 085,76	-38 973,86	14 912 242,29
Lares	10 033 049,74	764 000,92	339 726,58	-29 030,72	11 107 746,52
Aguieira	3 006 574,28	-339 374,16	-455 897,41	-260 872,32	1 950 430,39
Raiva	267 251,05	20 350,75	9 049,32	-771,94	295 879,17
PEGO (CCGN) - I	4 704 731,98	358 257,92	159 305,75	-13 613,01	5 208 682,65
PEGO (CCGN) - II	4 704 731,98	358 257,92	159 305,75	-13 613,01	5 208 682,65
PEGO (carvão)	6 850 535,18	521 657,45	231 964,25	-19 821,75	7 584 335,14
Tapada do Outeiro (CCGN)	11 771 295,10	896 365,56	398 584,88	-35 065,40	13 031 180,14
Total	126 378 038,40	9 611 742,01	3 830 762,70	-484 795,25	139 335 747,86

Nota: Os valores apresentados assumem a concretização dos pagamentos consagrados nas decisões tarifárias anteriores.