

**PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2020
DAS EMPRESAS REGULADAS DO
SETOR ELÉTRICO**

Dezembro 2019

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	15
3	SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2020	35
3.1	Proveitos a recuperar	35
3.2	Síntese dos ajustamentos de 2018 e de 2019	36
3.2.1	Ajustamentos de 2018.....	36
3.2.2	Ajustamentos provisórios de 2019	42
4	DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2018	45
4.1	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	45
4.1.1	Proveitos permitidos	45
4.1.2	Ajustamentos.....	50
4.2	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT.....	68
4.2.1	Atividade de Gestão Global do Sistema.....	69
4.2.1.1	Proveitos permitidos	69
4.2.1.2	Ajustamentos.....	82
4.2.2	Atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	90
4.2.2.1	Proveitos permitidos	91
4.2.2.2	Ajustamentos.....	98
4.3	Atividade desenvolvida pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador	104
4.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	106
4.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	107
4.4.1.1	Proveitos permitidos	107
4.4.1.2	Ajustamentos.....	132
4.4.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	137
4.4.2.1	Proveitos permitidos	137
4.4.2.2	Ajustamentos.....	146
4.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	161
4.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	162
4.5.1.1	Proveitos permitidos	162
4.5.1.2	Ajustamentos.....	171
4.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	183
4.5.2.1	Proveitos permitidos	183
4.5.3	Atividade de Comercialização.....	184
4.5.3.1	Proveitos permitidos	184
4.6	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores.....	187

4.6.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	188
4.6.1.1	Proveitos permitidos	188
4.6.1.2	Ajustamentos	196
4.6.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	208
4.6.2.1	Proveitos permitidos	209
4.6.2.2	Ajustamentos	212
4.6.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	218
4.6.3.1	Proveitos permitidos	218
4.6.3.2	Ajustamentos	220
4.6.4	Proveitos Permitidos à EDA para 2019	224
4.6.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores	227
4.7	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma da Madeira	229
4.7.1	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	229
4.7.1.1	Proveitos permitidos	230
4.7.1.2	Ajustamentos	235
4.7.2	Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	245
4.7.2.1	Proveitos permitidos	245
4.7.2.2	Ajustamentos	248
4.7.3	Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	253
4.7.3.1	Proveitos permitidos	254
4.7.3.2	Ajustamentos	256
4.7.4	Proveitos Permitidos à EEM para 2020	260
4.7.5	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira	263
5	ANÁLISES COMPLEMENTARES.....	265
5.1	Preços de transferência	265
5.2	Custos de referência para o Comercializador de Último Recurso	267
5.2.1	Enquadramento	267
5.2.2	Diversidade de perfis na atividade de Comercialização de Energia	270
5.2.3	Metodologia de aferição dos custos de referência	277
5.2.4	Análise dos Resultados	280
5.3	Aquisições de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR.....	285
5.3.1	Enquadramento do mecanismo	285
5.3.2	Prospetiva para 2020.....	287
5.4	Contrapartida aos municípios das Regiões Autónomas.....	290
6	PARÂMETROS DO INCENTIVO À INTEGRAÇÃO DE INSTALAÇÕES EM BT NAS REDES INTELIGENTES (ISI).....	293
6.1	Enquadramento.....	293
6.2	Parâmetros	299
6.2.1	Número de anos de aplicação do incentivo - Parâmetro T.....	299
6.2.2	Valor do incentivo - Parâmetro K.....	299

6.2.3	Valores dos parâmetros.....	305
7	ANÁLISE DO BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	309
7.1	Previsão da procura.....	309
7.2	Desvios da procura.....	311
8	INFORMAÇÃO RECEBIDA.....	317
	ANEXO I - POTÊNCIAS INSTALADAS NOS CENTROS ELETROPRODUTORES.....	319
	ANEXO II - FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL POR PRODUTOR.....	323

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	8
Figura 2-3	- Taxas de inflação Portugal e Zona Euro	10
Figura 2-4	- <i>Yields</i> das obrigações a 2 anos (média móvel de 30 dias).....	11
Figura 2-5	- Evolução das <i>yields</i> das obrigações da EDP e REN de curto prazo.....	12
Figura 2-6	- Preços médios do mercado diário em Portugal.....	16
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	19
Figura 2-10	- Diferencial de preços entre Espanha e França	20
Figura 2-11	- Capacidade de interligação entre Espanha e França	21
Figura 2-12	- Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha.....	22
Figura 2-13	- Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França	23
Figura 2-14	- Evolução do preço <i>spot</i> e dos mercados de futuros.....	24
Figura 2-15	- Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100).....	25
Figura 2-16	- Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100)	26
Figura 2-17	- Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia	27
Figura 2-18	- Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal	28
Figura 2-19	- Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014	29
Figura 2-20	- Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2020	30
Figura 2-21	- Evolução preço carvão API#2 CIF NWE.....	31
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)	32

Figura 2-23 - Evolução preço licenças de emissão CO ₂ (EUAs)	33
Figura 4-1 - Evolução do preço médio mensal de mercado no polo português	55
Figura 4-2 – Desvio do <i>mark-up</i> das centrais com CAE previsto para 2018 face ao ocorrido	56
Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2018	58
Figura 4-4 – Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (cheias, ponta e vazio) e para todas as horas (base), em 2018 Média aritmética mensal	61
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 2018 Média mensal ponderada por volume negociado	62
Figura 4-6 - Desvios em 2019 do <i>mark-up</i> das centrais com CAE	67
Figura 4-7 - Quantidades produzidas previstas e estimadas	68
Figura 4-8 - Investimento a custos técnicos na atividade de Gestão Global do Sistema	70
Figura 4-9 – Evolução do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT	95
Figura 4-10 - Compensação entre TSO	103
Figura 4-11 - Mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	153
Figura 4-12 - Evolução das perdas verificadas nas redes de distribuição no seu referencial de saída	155
Figura 4-13 - Evolução dos montantes associados à aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição	156
Figura 4-14- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2018	159
Figura 4-15 – Montantes do incentivo à continuidade de serviço	161
Figura 4-16 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida	167
Figura 4-17 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRE com remuneração garantida	169
Figura 4-18 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE com remuneração garantida	170
Figura 4-19 - Custo unitário variável das centrais térmicas da EDA (EUR/MWh)	189
Figura 4-20 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos	190
Figura 4-21 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA	196
Figura 4-22 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS	198
Figura 4-23 – Cotação das licenças de emissão de CO ₂ em mercado secundário (EEX), 2018	202
Figura 4-24 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO ₂ na RAA, 2018	203
Figura 4-25 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA	211
Figura 4-26 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE	214
Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA	220
Figura 4-28 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	222

Figura 4-29 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2020.....	228
Figura 4-30 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM	234
Figura 4-31 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS.....	237
Figura 4-32 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM	247
Figura 4-33- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE.....	251
Figura 4-34 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM	256
Figura 4-35 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE	258
Figura 4-36 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM.....	264
Figura 5-1 – Universo de comercializadores inquiridos pela ERSE.....	269
Figura 5-2 - Caracterização da amostra de comercializadores relativamente à dimensão.....	273
Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 > 2 000 000 Clientes.....	282
Figura 5-4 - Análise DEA aplicada ao Clusters 2 > 350 000 Clientes.....	282
Figura 5-5 - Análise DEA aplicada ao Clusters 3 > 80 000 Clientes.....	283
Figura 5-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes.....	284
Figura 5-7 – Evolução da PRE para o período 2019-2020 Mínimo do aprovisionamento do CUR e valor médio mensal.....	287
Figura 6-1 - Evolução dos proveitos unitários da atividade de distribuição em BT no Continente (preços constantes 2018)	295
Figura 6-2 - Evolução dos proveitos da atividade de distribuição em BT no Continente (preços constantes 2018)	295
Figura 6-3 - Partilha de custos e benefícios da disponibilização de serviços de redes inteligentes	305
Figura 6-4 - Exemplo de repercussão tarifária do mecanismo do ISI.....	307
Figura 7-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental.....	310

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 2018, 2019 e 2020	13
Quadro 2-4 - Taxas de juro e <i>spreads</i>	15
Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	34
Quadro 3-1 - Proveitos em 2020 por atividade no Continente.....	35
Quadro 3-2 - Proveitos em 2020 por atividade nas Regiões Autónomas	36
Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2018 a refletir em 2020, no Continente	38
Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2018 a refletir em 2020, nas Regiões Autónomas.....	41
Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2019 a refletir em 2020, no Continente	43
Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2019 a refletir em 2020, nas Regiões Autónomas	44
Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2020.....	47
Quadro 4-2 - Principais pressupostos do cálculo do diferencial de custo previsto para 2020.....	49
Quadro 4-3 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica.....	49
Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2018.....	51
Quadro 4-5 – Desvios em 2018 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE	52
Quadro 4-6 – Desvios em 2018 da produção das centrais com CAE	53
Quadro 4-7 – Desvios em 2018 do custo variável unitário de produção (sem CO ₂) das centrais com CAE.....	53
Quadro 4-8 – Desvios em 2018 dos encargos unitários com licenças de CO ₂ das centrais com CAE	54
Quadro 4-9 – Desvios em 2018 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE.....	54
Quadro 4-10 – Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado, em 2018	60
Quadro 4-11 – Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2018.....	63
Quadro 4-12 – Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2018	63
Quadro 4-13 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2019.....	64
Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2019	65
Quadro 4-15 – Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2019	66

Quadro 4-16 - Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autônomas	72
Quadro 4-17 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível dos proveitos permitidos da Enondas	75
Quadro 4-18 - Montantes dos incentivos à garantia de potência e respectiva repercussão nos proveitos permitidos, desagregado por central.....	76
Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema	81
Quadro 4-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2018.....	83
Quadro 4-21 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	84
Quadro 4-22 - 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 4-23 –Resumo ajustamento PPEC t-2	89
Quadro 4-24 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autônomas, pago durante o ano t-1	89
Quadro 4-25 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2019 da GGS.....	90
Quadro 4-26 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2019 e 2020.....	93
Quadro 4-27 – Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.....	94
Quadro 4-28 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica.....	96
Quadro 4-29 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2018.....	99
Quadro 4-30 - Custos de exploração e custos incrementais da atividade de TEE.....	100
Quadro 4-31 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2020	100
Quadro 4-32 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2018.....	101
Quadro 4-33 – Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.....	102
Quadro 4-34 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2019 da TEE.....	104
Quadro 4-35 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador	106
Quadro 4-36 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial	109
Quadro 4-37 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2020	111
Quadro 4-38 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2016 a 2020 nos proveitos permitidos de 2020 a 2024.....	112
Quadro 4-39 – Valores de cotação de referência para GO, em 2020	114
Quadro 4-40 - Amortização e juros da dívida tarifária.....	121
Quadro 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2020 pelos produtores em regime ordinário	125
Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2020	129

Quadro 4-43 – Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas	129
Quadro 4-44 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	131
Quadro 4-45 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	133
Quadro 4-46 - Ajustamento da Tarifa Social de 2018	134
Quadro 4-47 - Ajustamento da Tarifa Social de 2019	135
Quadro 4-48 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2019 por produtores em regime ordinário	136
Quadro 4-49 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR.....	139
Quadro 4-50 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos.....	139
Quadro 4-51 – Outros valores não sujeitos a metas de eficiência	140
Quadro 4-52 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica	145
Quadro 4-53 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	147
Quadro 4-54 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	149
Quadro 4-55 - Evolução dos indutores de custos no OPEX em AT/MT e no TOTEX em BT.....	150
Quadro 4-56 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2019 da DEE em AT/MT.....	151
Quadro 4-57 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020.....	154
Quadro 4-58 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020	155
Quadro 4-59- Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria de qualidade de serviço em vigor para 2018.....	158
Quadro 4-60 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2018.	158
Quadro 4-61 - Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor para 2018.....	159
Quadro 4-62 - Valores dos parâmetros da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor para 2018.....	160
Quadro 4-63 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2018	161
Quadro 4-64 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura	163
Quadro 4-65 – Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida.....	164
Quadro 4-66 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC....	171
Quadro 4-67 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes.....	172
Quadro 4-68 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial	174
Quadro 4-69 - Desvios custos da PRE	175

Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes	176
Quadro 4-71 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR	177
Quadro 4-72 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2018	177
Quadro 4-73 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2	179
Quadro 4-74 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura	180
Quadro 4-75 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial.....	181
Quadro 4-76 - Cálculo do ajustamento na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes	183
Quadro 4-77 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	184
Quadro 4-78 - Proveitos permitidos à atividade de Comercialização	185
Quadro 4-79 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização	187
Quadro 4-80 - Custos unitários variáveis da energia elétrica emitida pelas centrais térmicas da EDA(*)	189
Quadro 4-81 - Custo unitário dos combustíveis	189
Quadro 4-82 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2020.....	191
Quadro 4-83 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2020	192
Quadro 4-84 - Custo unitário da energia elétrica adquirida aos produtores do sistema independente	192
Quadro 4-85 - Custos da energia elétrica adquirida	193
Quadro 4-86 - Desagregação dos custos de exploração aceites pela ERSE	194
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	195
Quadro 4-88 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	197
Quadro 4-89 - Custos com aquisição de energia elétrica ao SIA.....	198
Quadro 4-90 - Custos com combustíveis previstos e verificados.....	199
Quadro 4-91 - Determinação dos custos eficientes associados ao fuelóleo e comparação com os custos reais	200
Quadro 4-92 - Custo com transporte do fuelóleo dentro das ilhas	200
Quadro 4-93 - Determinação dos custos eficientes associados ao gasóleo e comparação com os custos reais	201
Quadro 4-94 - Cálculo do ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	204
Quadro 4-95 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	205

Quadro 4-96 - Ajustamento da tarifa social.....	207
Quadro 4-97 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	208
Quadro 4-98 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	208
Quadro 4-99 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA.....	210
Quadro 4-100 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	213
Quadro 4-101 - Energia entregue pelas redes da distribuição.....	215
Quadro 4-102 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	216
Quadro 4-103 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	217
Quadro 4-104 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA.....	219
Quadro 4-105 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	221
Quadro 4-106 - Número médio de clientes.....	222
Quadro 4-107 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE.....	223
Quadro 4-108 - Proveitos permitidos à EDA para 2020.....	224
Quadro 4-109 - Proveitos permitidos à EDA, para 2020, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1.....	224
Quadro 4-110 - Proveitos permitidos em 2018 e ajustamentos em 2020, na RAA.....	226
Quadro 4-111 - Custo com a convergência tarifária da RAA.....	228
Quadro 4-112 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2020.....	231
Quadro 4-113 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2020.....	231
Quadro 4-114 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2020.....	231
Quadro 4-115 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2020.....	232
Quadro 4-116 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM.....	233
Quadro 4-117 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema.....	236
Quadro 4-118 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM.....	237
Quadro 4-119 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados.....	238
Quadro 4-120 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM.....	238
Quadro 4-121 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2018 previstos e ocorridos.....	239
Quadro 4-122 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	242
Quadro 4-123 - Ajustamento da tarifa social.....	243
Quadro 4-124 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS.....	244
Quadro 4-125 - Ajustamento provisório da tarifa social.....	245

Quadro 4-126 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EEM.....	246
Quadro 4-127 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica.....	250
Quadro 4-128 - Energia entregue pelas redes de distribuição	251
Quadro 4-129 - Movimentos no ativo líquido a remunerar.....	252
Quadro 4-130 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE.....	253
Quadro 4-131 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM.....	255
Quadro 4-132 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica.....	257
Quadro 4-133 - Número médio de clientes.....	258
Quadro 4-134 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE	259
Quadro 4-135 - Proveitos permitidos da EEM	260
Quadro 4-136 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2.....	260
Quadro 4-137 – Ajustamento da EEM em 2018	262
Quadro 4-138 - Custo com a convergência tarifária na RAM.....	263
Quadro 5-1 – Análise Descritiva da Amostra – 2013 a 2018.....	271
Quadro 5-2 – Análise descritiva por categoria de dimensão	274
Quadro 5-3 – Análise descritiva por Setor de Atividade	275
Quadro 5-4 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório	276
Quadro 5-5 – Programa de leilões para 2019/2020 Potência em carga base (MW).....	288
Quadro 6-1 - Intervalo de benefícios e parâmetro K	303
Quadro 6-2 - Intervalo de custos evitados e parâmetro K.....	304
Quadro 6-3 - Parâmetros a aplicar no ISI.....	305
Quadro 7-1 - Consumo referido à emissão.....	312
Quadro 7-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição	312
Quadro 7-3 - Balanço de energia elétrica da EDA.....	314
Quadro 7-4 - Balanço de energia elétrica da EEM	315

1 INTRODUÇÃO

Os proveitos permitidos para as atividades reguladas a recuperar por aplicação das tarifas definidas para 2020 foram calculados nos termos do Regulamento Tarifário (RT) em vigor¹.

Os parâmetros e metodologias regulatórias aplicados no cálculo dos proveitos permitidos de 2020 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 2018 e 2019, 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 reflitam os objetivos pretendidos aquando da definição das tarifas e cumpram o definido no RT. Para o presente processo tarifário, são analisados os dados reais com impacte no cálculo dos proveitos permitidos de 2018, os valores estimados para os custos com impacte nos proveitos permitidos de 2019 e as previsões das empresas para o ano de 2020.

Relativamente a 2018, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN, REN Trading, Enondas, ADENE, EDP Distribuição, SU Energia, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2018. 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 2019, 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

¹ O Regulamento Tarifário constante do Regulamento n.º 619/2017, de 23 de novembro de 2017, publicado em Diário da República, 2.ª série – n.º 241, de 18 de dezembro de 2017.

último recurso, bem como os ajustamentos provisórios do CAPEX² 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) – EDP Distribuição, SA,
- Comercializador de último recurso – SU Eletricidade,
- Concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores – EDA, SA,
- Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira – EEM, SA.

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 2020, a análise das previsões das empresas reguladas e os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020. 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 2020”, os preços dos combustíveis e da energia elétrica nos mercados grossistas, assim como o contexto macroeconómico. Os aspetos mais relevantes desses vetores são apresentados nos capítulos 2 e 6 deste documento. No exercício de definição dos proveitos permitidos, são igualmente consideradas as previsões das empresas para os seus custos de investimentos e de exploração, sendo esta análise efetuada à luz das metodologias regulatórias estabelecidas para cada atividade e dos parâmetros em vigor.

² *Capital expenditure*, de um modo geral correspondem aos custos com capital, isto é, à remuneração do investimento acrescida da amortização.

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 impactos 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 Autônomas 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 8, 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 2020 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 2020”, 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).

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 2020, 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 2019 e 2020, são apresentadas no Quadro 2-1.

Quadro 2-1 - Previsões para o deflator do PIB

Unidade: %

	FMI	CE	OCDE
2019	1,5	1,4	1,1
2020	1,7	1,6	1,6

Fontes: FMI – Portugal: 2019 *Article IV Consultation, Country Report* No. 19/221, jul.2019; Comissão Europeia (CE) - Previsões económicas, maio 2019; OCDE - *Economic Outlook* maio 2019;

As previsões das empresas para 2019 e 2020 encontram-se sintetizadas no Quadro 2-2.

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

Unidade: %

	REN	EDP Distribuição	SU Eletricidade	EDA	EEM
2019	1,5	1,5	1,5	1,2	1,0
2020	1,5	1,5	1,5	0,9	1,7

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

O IPIB adotado pela ERSE para 2020 é de 1,6% e corresponde à previsão da Comissão Europeia, de maio de 2019. Este valor é muito próximo do valor previsto pelas empresas.

O IPIB adotado pela ERSE para 2019, definido no RT em vigor, corresponde à variação terminada no segundo trimestre de 2019 publicada pelo INE (Instituto Nacional de Estatística), cujo valor é 1,51%³.

SPREAD A APLICAR AOS AJUSTAMENTOS DE 2019

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 2019 (t-1), torna-se relevante uma análise da evolução recente e perspetivas das taxas de juro de curto e médio prazo.

³ Calculado com base no relatório das contas nacionais trimestrais, referentes ao 3.º trimestre 2019 (base 2016), publicado pelo INE.

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*.

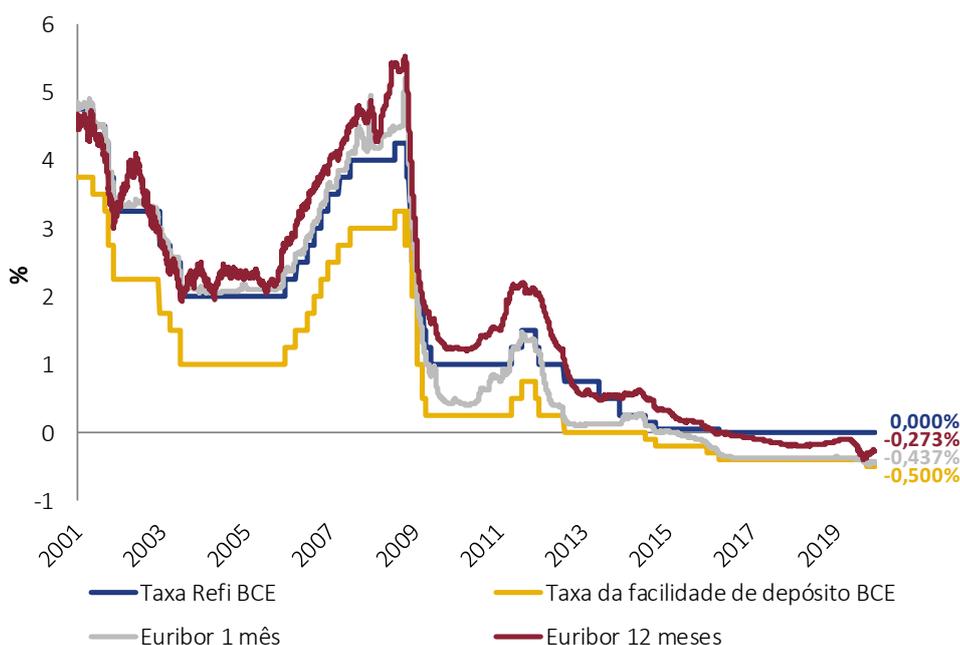
O período de 2018 até ao presente tem-se caracterizado por uma queda das *yields* para níveis negativos, efeito do contexto europeu (de desaceleração económica), da evolução favorável da execução orçamental, e de, pela primeira vez desde 2011, todas as principais agências atribuírem um *rating* de *investment-grade* 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 Moodys 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.

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 consideravelmente suscetíveis a alterações de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às alterações de política monetária do BCE.

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*⁴ e da facilidade de depósito do BCE e das taxas Euribor a 1 e 12 meses. Nesta figura, destaca-se a tendência de descida das taxas de juro Euribor observadas desde 2012, tendo a Euribor a 1 mês registado valores negativos a partir do início de 2015 e a Euribor a 12 meses a partir do início de 2016. Esta redução das taxas Euribor foram fruto, entre outros fatores, das alterações de política monetária do BCE, tais como os cortes registados em março de 2016 da taxa *refi* para 0,00% e da taxa da facilidade de depósito para -0.40%, assim como o anúncio, na mesma data, de um pacote de medidas expansionistas, *Quantitative Easing* (QE), mais agressivo do que o esperado.

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



Fonte: ERSE, Reuters

⁴ Taxa de juro do BCE aplicável às operações principais de refinanciamento do Eurosistema.

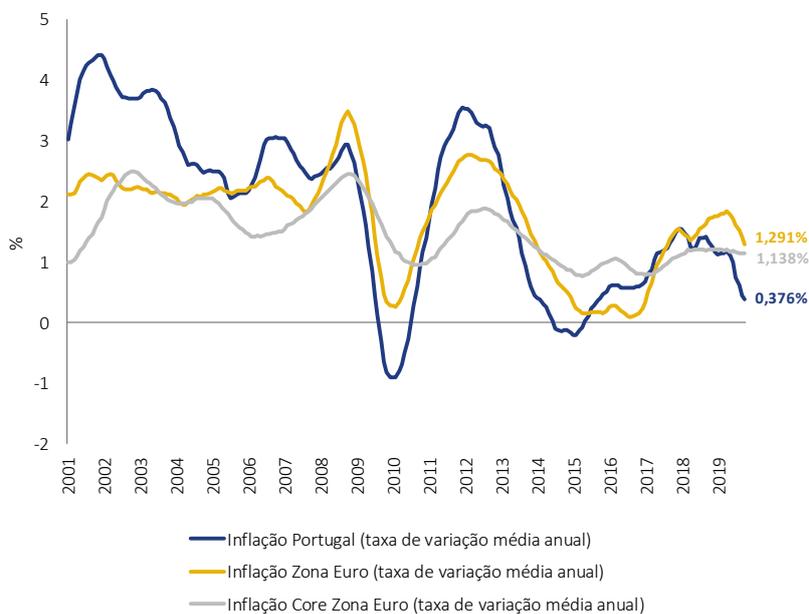
Embora no primeiro trimestre de 2019 se tenha registado uma recuperação da Euribor, tem-se observado desde então uma descida destas taxas de juro de curto prazo. No final de novembro, as cotações para as Euribor a 1 e 12 meses fixaram-se em -0,437% e -0,273%.

Para esta evolução 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 registre 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, com a decisão de cortar a taxa de facilidade de depósitos de -0,4% para -0,5%. Nesta 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. 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.

No atual contexto continua a ser expectável que estes níveis de taxas de juro historicamente baixas se possam prolongar por algum tempo, dado os atuais níveis de inflação ainda relativamente reduzidos na zona euro e o abrandamento de algumas economias europeias.

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 2019, nos 1,138% (*vide* Figura 2-3), o que corresponde a uma ligeira diminuição face ao final de 2018 (1,212% em dezembro).

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

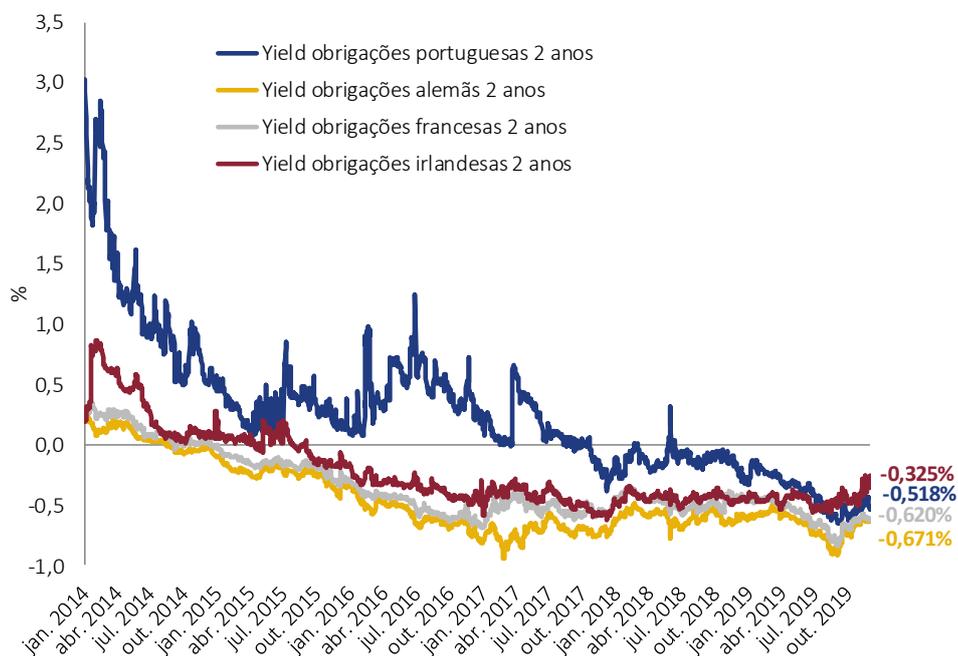


Fonte: ERSE, Reuters

Com base nestes fatores, é de esperar que as taxas de juro de curto prazo na zona euro se mantenham em níveis baixos, num contexto de adiamento das expectativas de mercado quanto a uma subida das taxas diretoras do BCE.

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. O impacto do programa de QE do BCE e a estabilização das condições económicas e financeiras no conjunto da zona euro é igualmente 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. Observa-se que a queda das *yields* das obrigações nesses países tem sido notória.

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



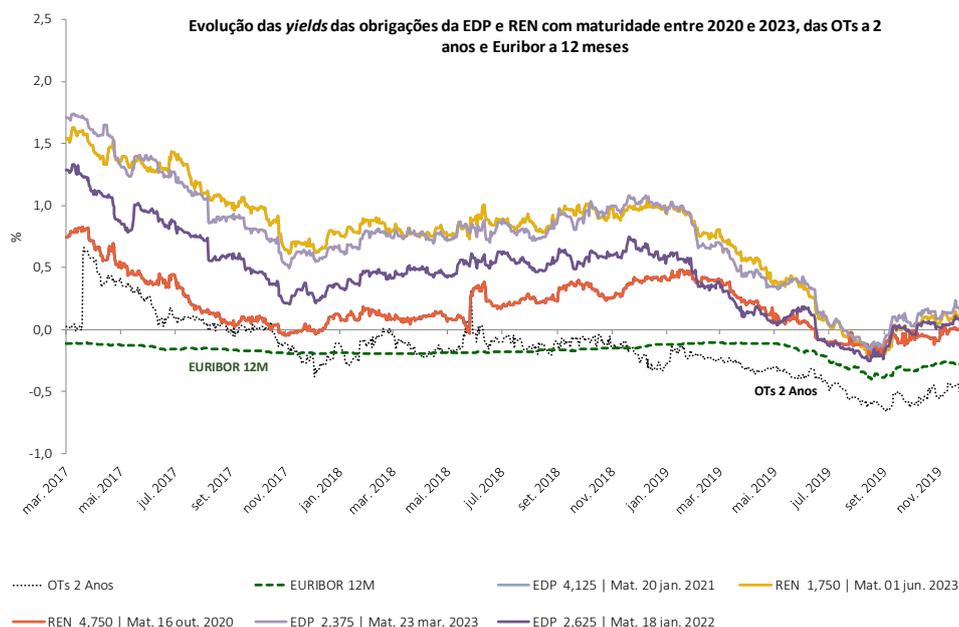
Fonte: ERSE, Reuters

É de salientar que a continuação da existência de alguns riscos políticos como o *Brexit*, bem como os sinais de desaceleração económica nas maiores economias europeias e a atuação recente do BCE poderão continuar a pressionar em baixa as *yields* de mercado.

Na Figura 2-5 podemos observar a evolução das *yields* das obrigações da EDP e REN de mais curto prazo desde o início de 2017. 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 e a OT a 2 anos apresenta uma tendência de descida, embora tenha registado uma subida ligeira a partir do segundo trimestre de 2018 e até ao primeiro trimestre 2019, face aos níveis baixos de final de 2017 e início de 2018.

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



Fonte: ERSE, Reuters

Ou seja, observa-se que a evolução das condições de financiamento tende a acompanhar a evolução das *yields* das OTs a 2 anos, mantendo-se, todavia, acima, revelando assim também alguma sensibilidade relativamente a qualquer alteração ligeira de cenário económico-financeiro nacional e/ou internacional, nomeadamente às alterações de política monetária do BCE.

Deste modo, face à relativa estabilidade do enquadramento financeiro e ao verificado no ano anterior, entendeu-se manter o valor do *spread* para 2019 em 0,50 pp (pontos percentuais), igual ao *spread* do ano 2018 que foi definido para um valor de 0,50 pp (que passa a ser o *spread* para t-2).

Deste modo, para as empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas, o *spread* no ano t-1, em pontos percentuais, a aplicar sobre a taxa média de juro EURIBOR a doze meses, calculada com base nos valores diários ocorridos entre 1 de janeiro e 15 de novembro de 2019 (t-1), é de 0,50 pp⁵.

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

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 impacto da indexação do custo de capital nos proveitos permitidos das atividades reguladas efetua-se *a posteriori*, através dos respectivos ajustamentos, no âmbito do RT.

Com base nas características do mecanismo de indexação, calcularam-se os valores do custo de capital finais para 2018, as suas estimativas para 2019 e as previsões para 2020, tendo em conta os últimos valores disponíveis.

As taxas finais para 2018, estimadas para 2019 e previstas para 2020 são apresentadas no quadro seguinte.

Quadro 2-3 – Taxa de remuneração para 2018, 2019 e 2020

Metodologia Parâmetros 2018-2020	2018		2019		2020
	Tarifas	Final	Tarifas	Final	Tarifas
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de DEE em AT/MT, CVEE e Comercialização	5,75%	5,42%	5,42%	5,13%	5,13%
Valor previsto para o indutor a aplicar à correspondente parcela de TOTEX na atividade de DEE em BT - Taxa de remuneração (%)	6,00%	5,67%	5,67%	5,38%	5,38%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM)	5,50%	5,17%	5,17%	4,88%	4,88%
Taxa de remuneração a aplicar aos ativos das atividades de TEE a custos de referência	6,25%	5,92%	5,92%	5,63%	5,63%

Assim, os valores das taxas de remuneração finais para o ano de 2018 do setor elétrico ficaram definidos em 5,42% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 5,17% para as atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM). As taxas de remuneração definitivas de 2018 são, assim, 0,33pp mais reduzidas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2018. As taxas de remuneração finais de 2019 fixaram-se em 5,13% para as atividades de DEE, CVEE e Comercialização, e 4,88% para as atividades de TEE, GGS e AEEGS (EDA, EEM), sendo assim 0,29pp mais reduzidas do que as taxas de remuneração consideradas em Tarifas de 2019.

As taxas definitivas de 2020 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 Despacho n.º 11566-B/2015 de 15 de outubro, do Secretário de Estado da Energia, publicado nos termos do disposto no n.º 6 do artigo 2.º da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, na redação da Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril, estabelece um conjunto de parâmetros para cálculo da taxa de remuneração do alisamento quinquenal dos proveitos permitidos referentes aos sobrecustos com a aquisição de eletricidade a produtores em regime especial para tarifas aprovadas a partir de janeiro de 2015, de acordo com a metodologia definida no artigo 73.º-A do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação do Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

Para 2019, e por aplicação da metodologia definida na Portaria n.º 262-A/2016, de 10 de outubro (que procede à alteração da Portaria n.º 279/2011, de 17 de outubro, com a redação dada pela Portaria n.º 146/2013, de 11 de abril), utilizando os parâmetros estabelecidos no Despacho n.º 11392-B/2018, de 29 de novembro 2018, a taxa aplicada a título definitivo à transferência intertemporal nos proveitos permitidos dos sobrecustos com aquisição de eletricidade a produtores em regime especial, aludidos no artigo 96.º do RT, foi de 1,102%.

Para 2020, utilizando os parâmetros definidos no Despacho n.º 11585-A/2019, de 6 de dezembro, a taxa aplicada a título definitivo é de 0,5553%.

CONJUNTO DAS TAXAS DE JURO E SPREADS A APLICAR NO CÁLCULO DOS PROVEITOS PERMITIDOS EM 2020

No seguimento do referido, o Quadro 2-4 apresenta as taxas de juros e *spreads* utilizadas no cálculo dos proveitos permitidos para 2020.

Quadro 2-4 - Taxas de juro e *spreads*

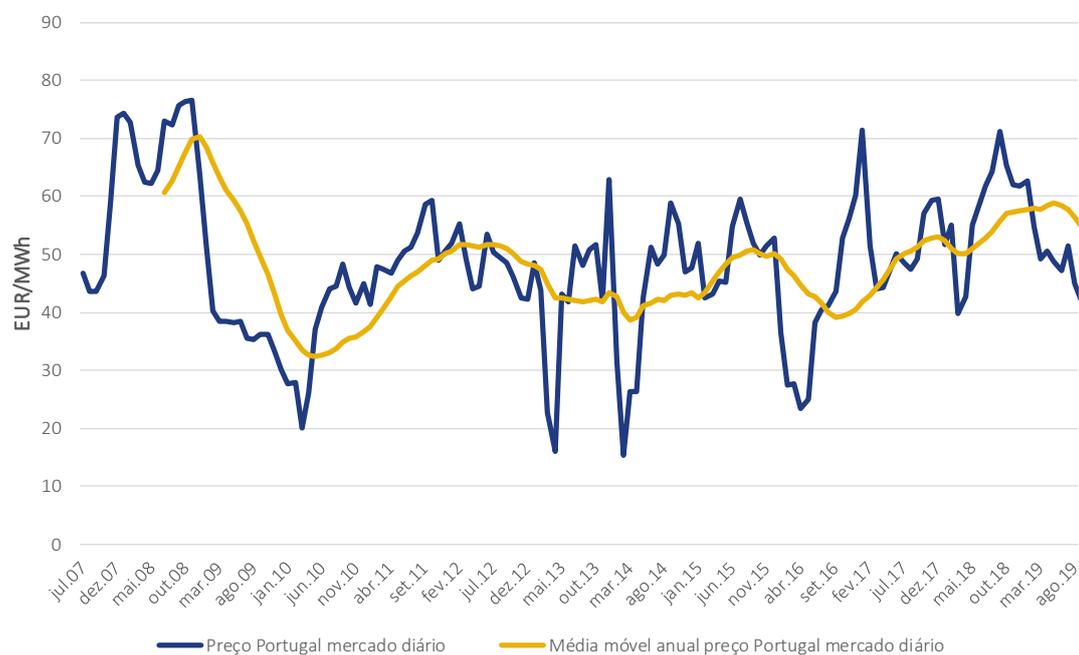
	2020
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de 2018, para cálculo dos ajustamentos de 2018	-0,173%
Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11, para cálculo dos ajustamentos de 2018 e de 2019	-0,211%
<i>Spread</i> no ano 2018 para cálculo dos ajustamentos de 2018	0,50 p.p.
<i>Spread</i> no ano 2019 para cálculo dos ajustamentos de 2018 e dos ajustamentos de 2019	0,50 p.p.
Taxa de juro EURIBOR a três meses, no último dia de junho de 2019, para cálculo das rendas dos défices tarifários	-0,345%
<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 2020	0,5553%

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. O preço médio, aritmético, entre janeiro e agosto de 2019 fixou-se em torno de 50,2 EUR/MWh. Em termos de média móvel anual, desde o início de 2011 e até meados de 2019 que a evolução do preço da energia elétrica apresentou uma relativa estabilidade de valores num intervalo de preços entre os 40 EUR/MWh e os 59 EUR/MWh. Entre julho de 2018 e maio de 2019 observou-se, contudo, um aumento da média móvel anual dos preços de energia elétrica, tendo-se registado um máximo na média móvel anual, no período 2010-2019, com um valor de 58,9 EUR/MWh (Figura 2-6).

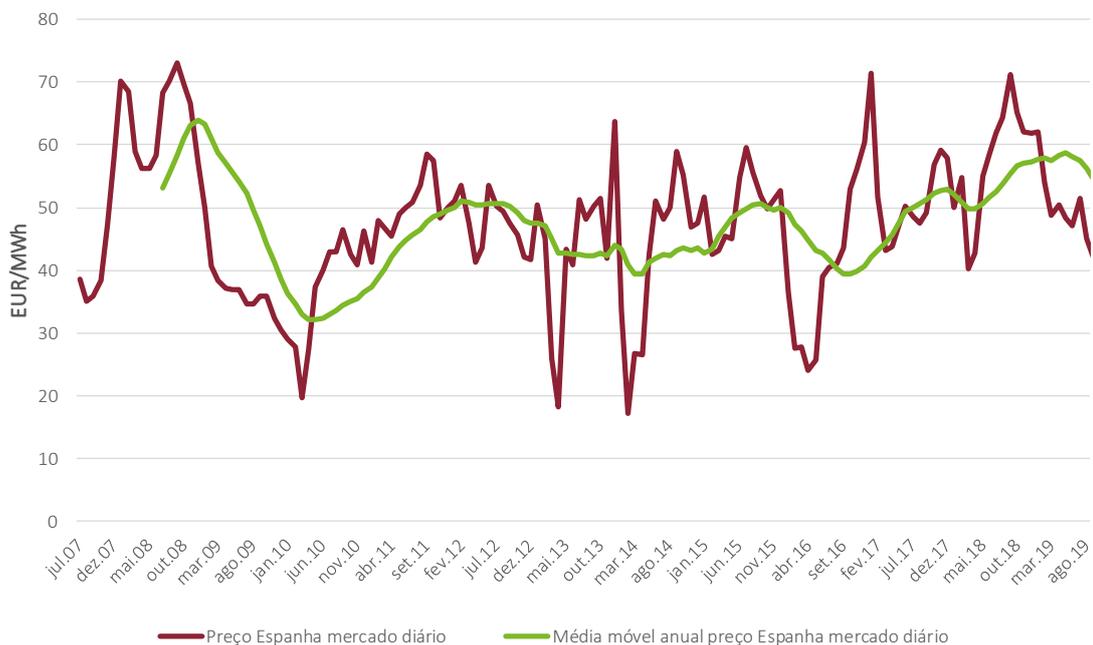
Figura 2-6 - Preços médios do mercado diário em Portugal



Fonte: ERSE, OMIE

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: ERSE, OMIE

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 e, desde abril de 2014, 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, em redor dos 1,6 EUR/MWh de diferencial de preços) e um afastamento mais ligeiro decorrido durante os primeiros cinco meses de 2019 (em média, em redor dos 0,5 EUR/MWh de diferencial de preços) como se pode observar na Figura 2-8.

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

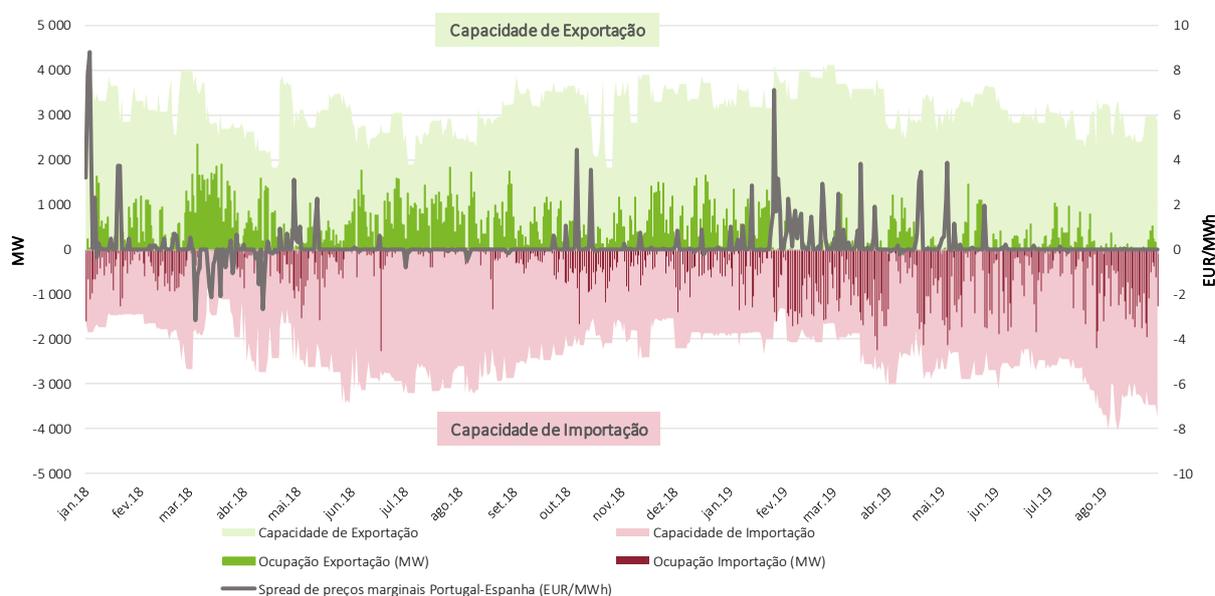


Fonte: ERSE, OMIE

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, de novo adiada, 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 que visaram diminuir o *deficit* tarifário no país vizinho, alteraram-se as condições de mercado, uma vez que essas medidas materializaram-se na aplicação de impostos que incidem tanto sobre as receitas dos produtores de energia elétrica, como sobre a produção de energia elétrica de origem nuclear ou hídrica bem como, ainda, da aplicação 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 do início de 2018 e os 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 mesmo sentido, o que originou, nesse período, um aumento do número de horas de separação de mercados, entre Portugal e Espanha.

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

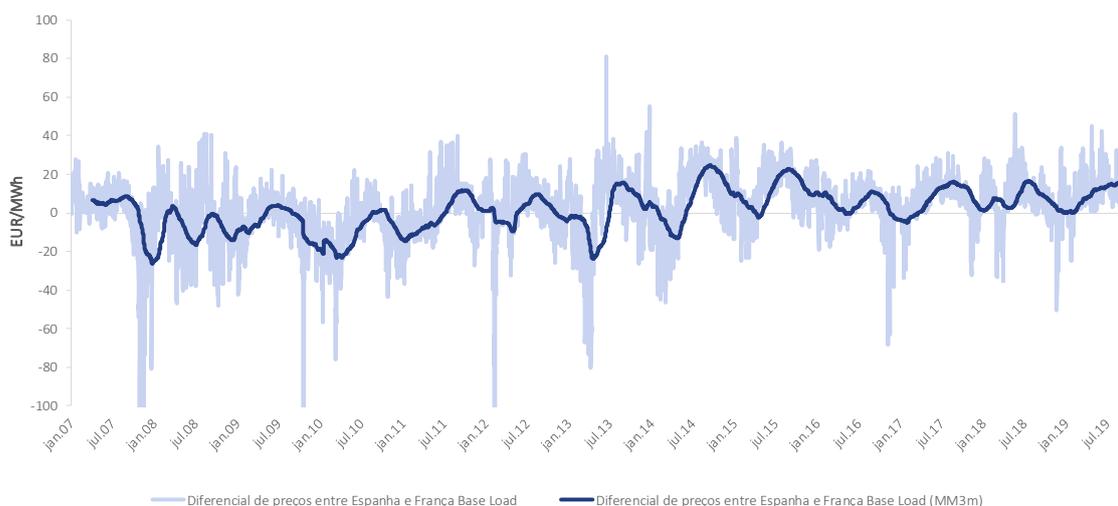


Fonte: ERSE, OMIE

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) e 11,21 EUR/MWh (entre 1 de janeiro e 31 de agosto de 2019).

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.

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



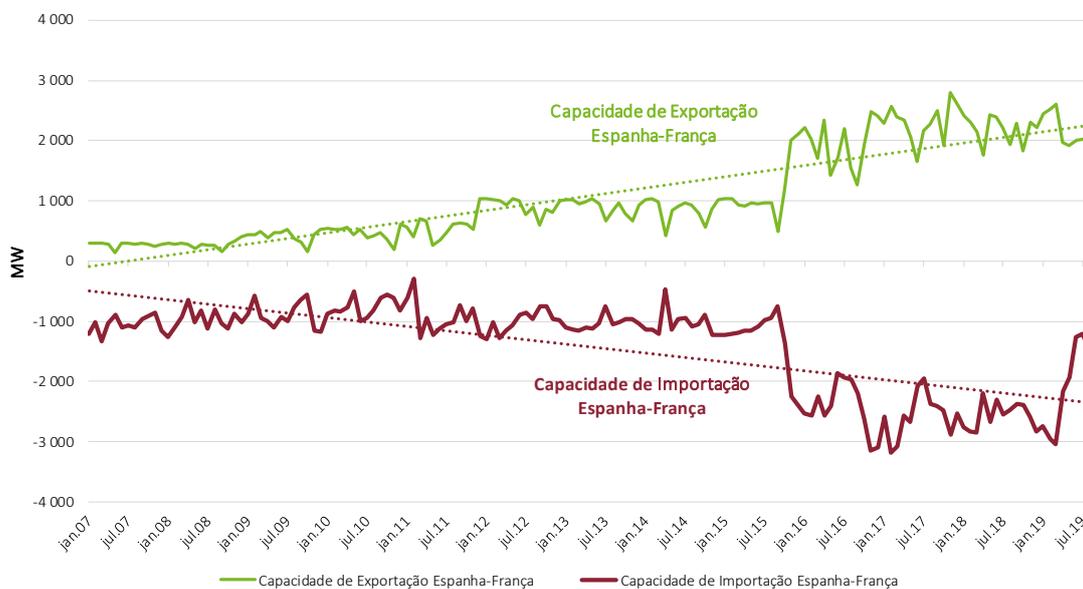
Fonte: ERSE, Reuters

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 - Baixas⁷) 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*.

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

⁷ <https://www.ree.es/en/activities/unique-projects/new-interconnection-with-france>

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



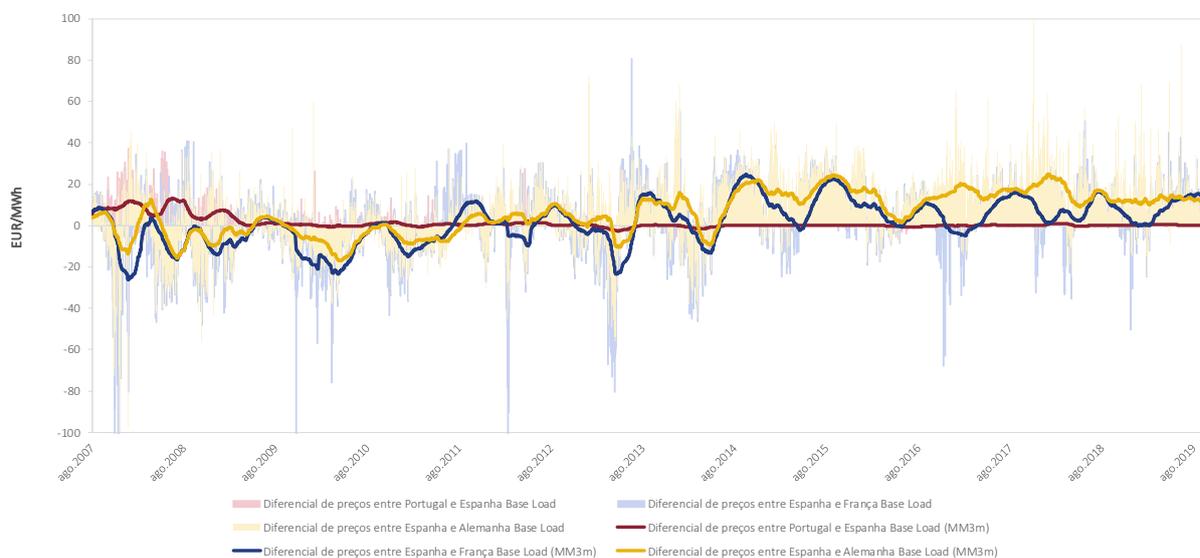
Fonte: ERSE, OMIE

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 anterior onde se registou que o diferencial de preços ainda é considerável.

Em 2019, a média dos diferenciais registados entre janeiro e agosto de 2019 foi de 11,21 EUR/MWh, muito longe da média dos diferenciais registados entre Portugal e Espanha, de 0,3 EUR/MWh, justificados pela indisponibilidade da capacidade de interligação entre Espanha e França acima referida que condicionou os trânsitos no sentido importador e aumentou o diferencial de preços em cerca de 58% face ao diferencial de preços observado no ano de 2018.

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 muito superior ao diferencial de preços entre Portugal e Espanha.

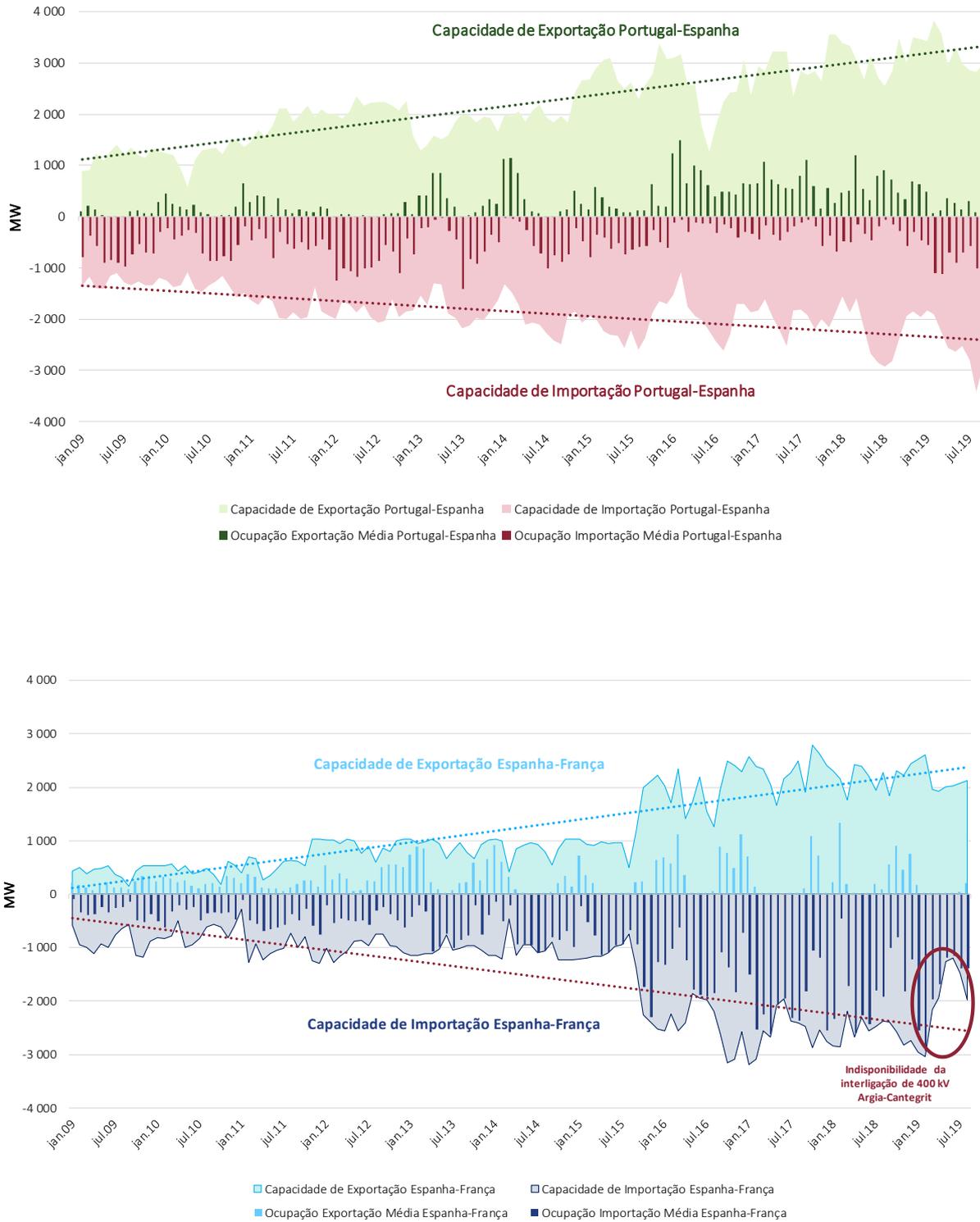
Figura 2-12 - Diferenciais de preços de energia elétrica entre Portugal e Espanha, entre Espanha e França e entre Espanha e Alemanha



Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 2-13 abaixo pode-se observar, numa análise agregada em termos mensais, que a capacidade de importação Espanha-França aparenta apresentar condicionalismos na capacidade transfronteiriça, acima já explicitados segundo informação disponibilizada pela RTE, face aos respetivos trânsitos médios de energia registados na importação

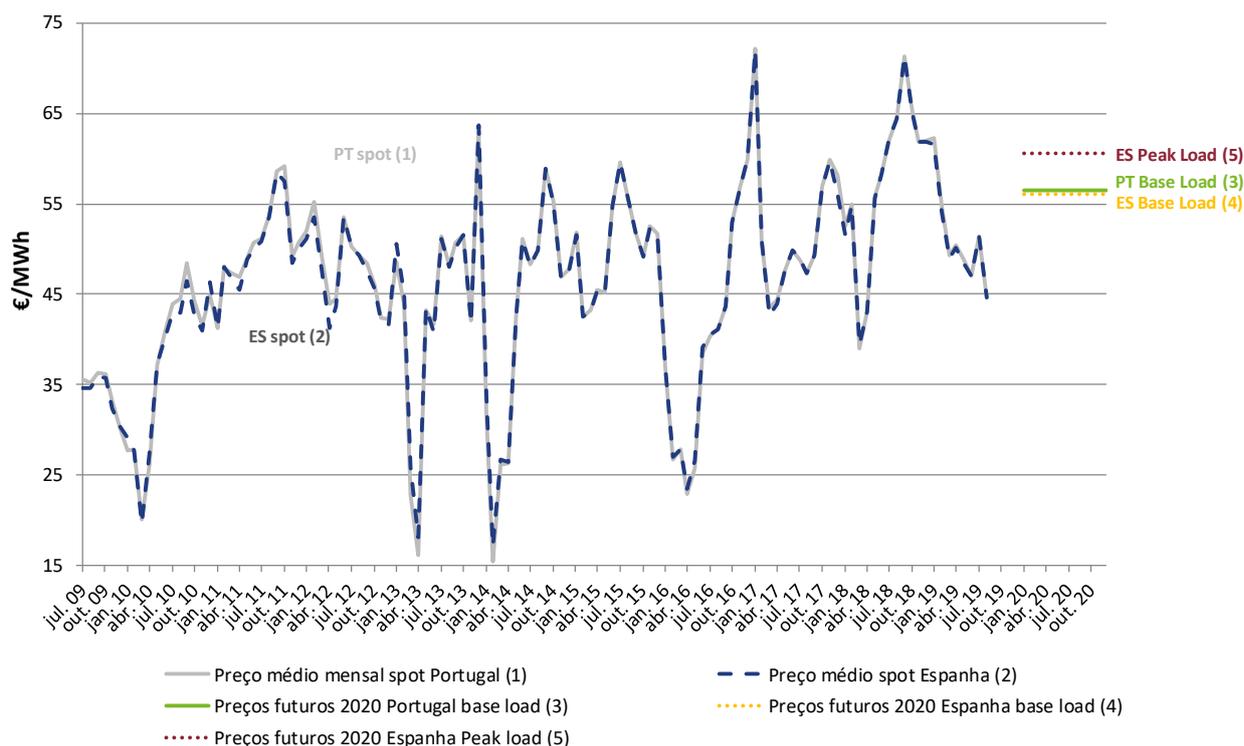
Figura 2-13 - Capacidade e ocupação das interligações entre Portugal-Espanha e Espanha-França



Fonte: ERSE, OMIE

Em termos de previsões para 2020, os preços dos contratos de futuros no OMIP para entregas em 2020 apontam em setembro do corrente ano para uma subida dos preços de energia face aos valores registados entre março e agosto de 2019, para 57,8 EUR/MWh, no que diz respeito a contratos *base load*, para valores próximos dos 61 EUR/MWh nos contratos *peak load* (Figura 2-14).

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



Fonte: ERSE, OMIP

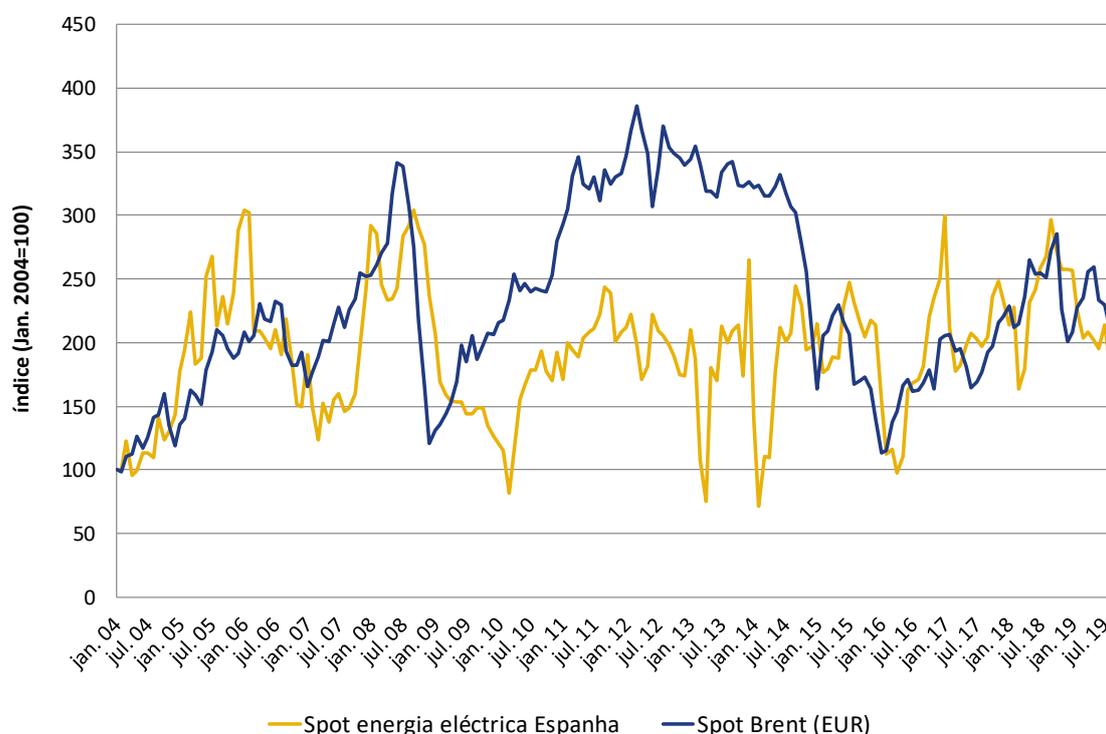
De seguida, efetua-se uma análise aos fatores que justificam a evolução do preço de energia elétrica e que não digam respeito a restrições nas capacidades de interligações.

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

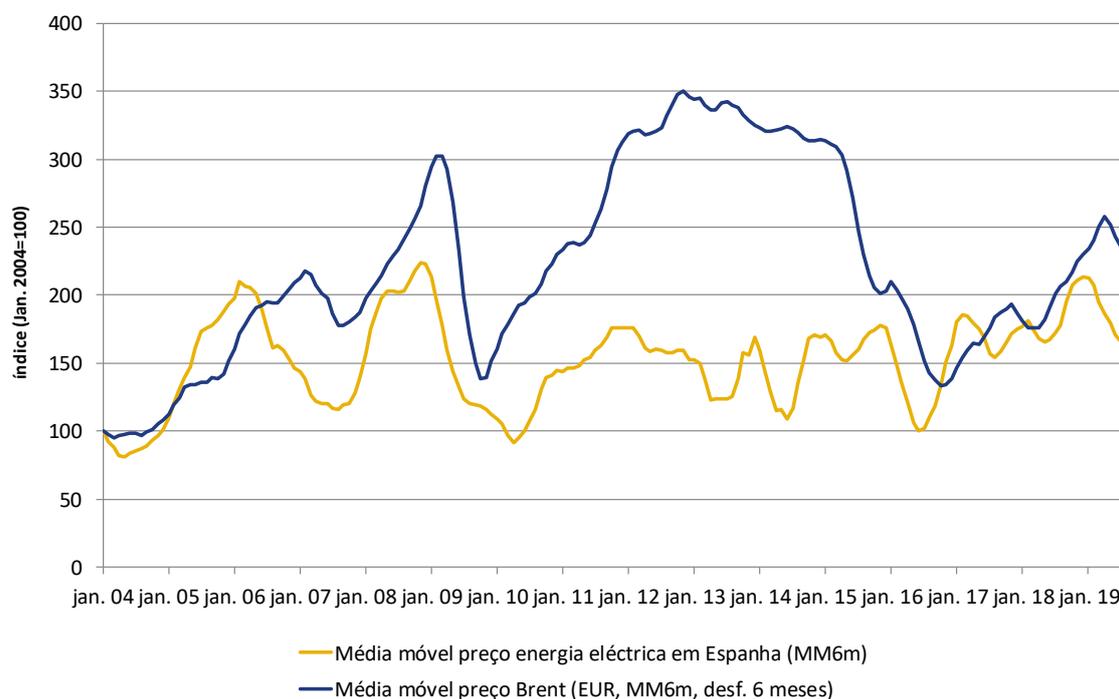
A correlação entre o preço do petróleo e o preço da energia elétrica observada até 2009 decorreu principalmente do facto das centrais que marcam o preço marginal no mercado grossista serem centrais de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm, de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição de gás natural, cujo preço está indexado ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com um desfaseamento 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 impacto que a evolução do preço do petróleo tem na evolução do preço de energia elétrica depende, atualmente, de alguns fatores imprevisíveis 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.

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 2004⁸, e do preço do petróleo desfasado em dois trimestres.

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



Fonte: ERSE, OMEL

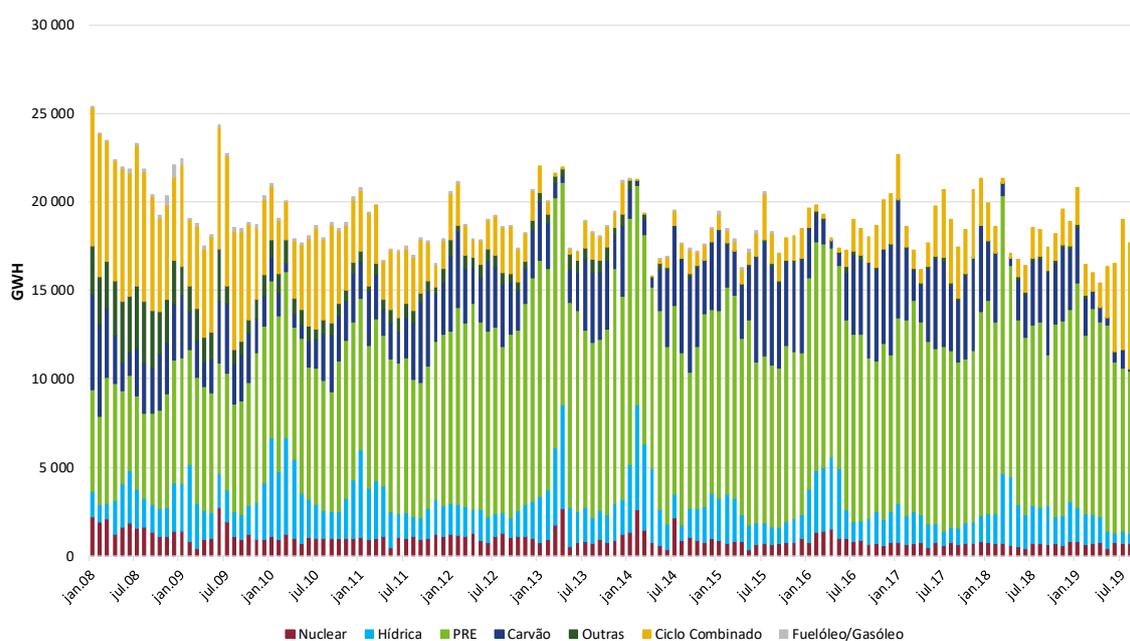
A observação da Figura 2-16 reforça a conclusão de que o impacto do preço do petróleo na formação do preço de energia elétrica diminuiu a partir de 2009, tendo a evolução do preço desta *commodity* tido um impacto reduzido na evolução do preço de energia elétrica entre esse momento e meados de 2015. A forte queda do preço do petróleo tornou mais competitivas as centrais de ciclo combinado a gás natural, o que se refletiu no aumento da produção de energia por parte destas centrais que se verificou desde 2015. Este aumento poderá explicar o aumento da correlação entre o preço das duas variáveis a partir desse ano.

⁸ A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

É de salientar o substancial aumento do preço do *Brent* a partir do segundo trimestre de 2017, reforçado no início da segunda metade de 2018, e que atingiu o ponto máximo no terceiro trimestre de 2018. Após este período registou-se uma descida da cotação do petróleo até, na primeira metade de 2019, se voltar a observar um crescimento do preço do *Brent*. Estas oscilações registadas poderão ter impactos desfasados nos preços da energia elétrica no final de 2019 e inícios de 2020.

Como foi anteriormente referido, para além do impacto 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.

Figura 2-17 - Energia transacionada no mercado ibérico por tecnologia

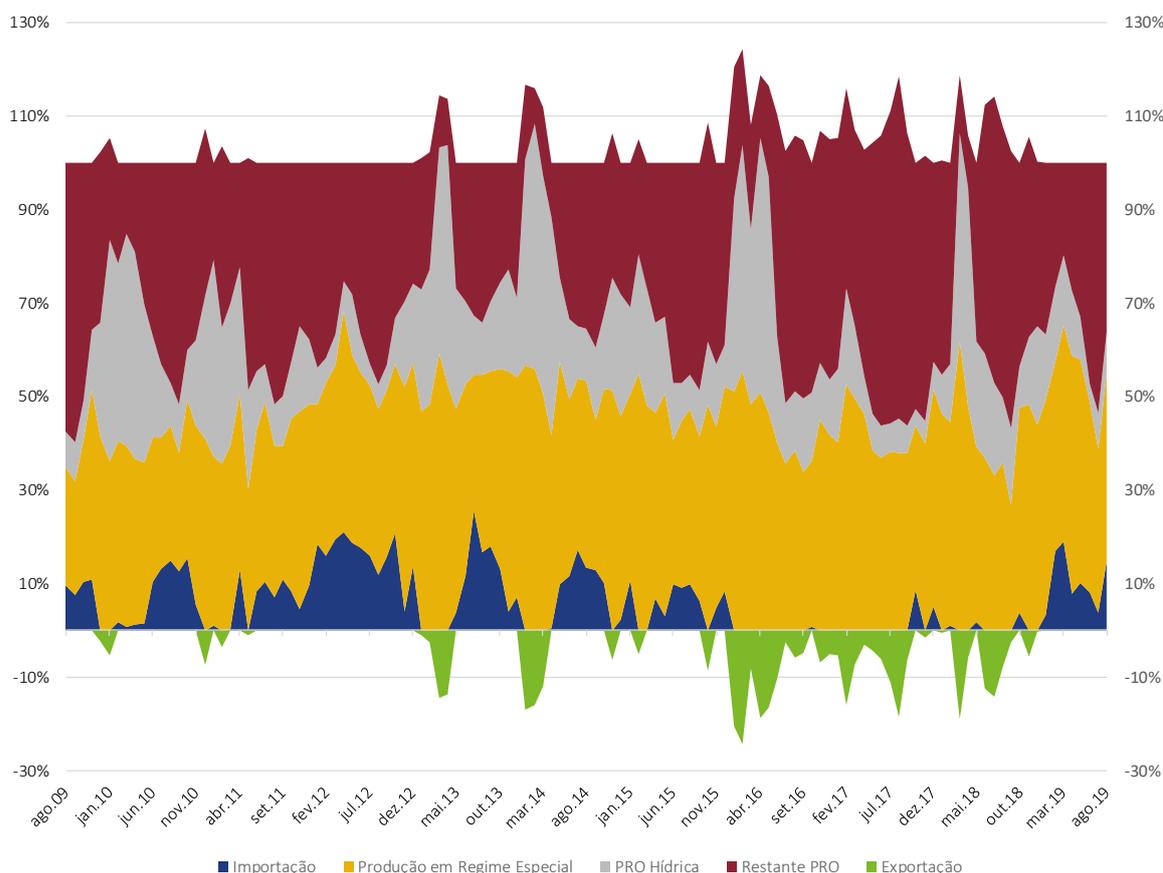


Fonte: ERSE, OMIE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 2-18 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das grandes centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, de facto, que durante os primeiros oito meses de 2016 e grande parte dos anos de 2017 e 2018, as condições climáticas foram de tal modo favoráveis à produção hídrica e à produção em regime especial que originaram exportação líquida para Espanha.

Por outro lado, desde o final do primeiro trimestre de 2019 verificaram-se condições climáticas mais desfavoráveis o que, conseqüentemente, levou a uma redução da produção em regime especial que foi compensada pela produção térmica e por valores verificados de importação proveniente de Espanha.

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



Fonte: ERSE, Reuters, REN

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

O preço do petróleo (Figura 2-19) registou uma tendência de descida acentuada entre 2014 e inícios de 2016, tendo o preço do Brent atingido um mínimo de 12 anos em janeiro de 2016, com uma cotação de 25 EUR/bbl (27 USD/bbl). Após este mínimo, o preço do Brent tem registado uma tendência de subida, com algumas oscilações em parte decorrentes das negociações ocorridas no seio da OPEP, tendo-se invertido a tendência de subida a partir do último trimestre de 2018.

Depois de terminar o ano de 2018 em queda, o preço do *Brent* tem sido negociado num intervalo de cotações entre os 50 EUR/bbl e os 67 EUR/bbl, durante o corrente ano.

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 relativa estabilidade, com algumas variações, ao longo de 2019 rondando valores entre os 50 EUR/bbl e os 60 EUR/bbl. Estas cotações representam uma amplitude menor quando comparando com os preços máximos e mínimos registados no terceiro trimestre de 2018 e no final do ano transato, respetivamente.

Figura 2-20 - Preço de futuros petróleo *Brent* para entrega em dezembro de 2020



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). Em fevereiro de 2016 o preço do carvão atingiu o valor mínimo do período em análise, beneficiando portanto, nesta fase e em termos de competitividade, as centrais a carvão relativamente às centrais de ciclo combinado a gás natural. Após o primeiro trimestre de 2016, a cotação do carvão registou uma subida muito acentuada, que se prolongou até finais de 2017, tendo atingindo no final de dezembro uma cotação próxima dos 90 EUR/ton. Este aumento refletiu a reação do mercado às perturbações climáticas que afetaram a oferta e à decisão da China em cortar a produção do carvão com o objetivo de remover o excesso de capacidade da indústria⁹.

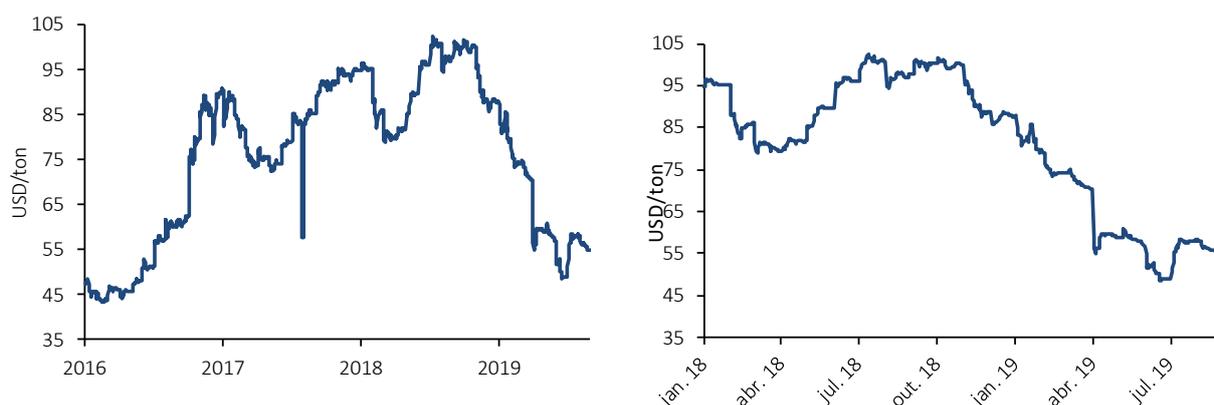
A evolução do preço do carvão tem registado, desde 2017, uma volatilidade cíclica de amplitude considerável. No final de julho 2018, após um período de robusta procura chinesa para alimentar o seu crescimento económico, o carvão atingiu o valor de 100,7 USD/ton, valor máximo observado, verificando-se uma queda no final de 2018. A diminuição da procura chinesa, nomeadamente por pressão por parte do Governo chinês no final do ano passado para que o valor total das importações em 2018 fosse inferior

⁹ No final de 2016 a China cortou o número de dias de trabalho nas minas de carvão de 330 para 276 dias e apresentou um plano que previa encerrar 1000 minas de carvão e, eventualmente, cortar a capacidade de produção durante os próximos 5 anos em cerca de 500 milhões de toneladas, da sua capacidade anual atual de 3600 milhões de toneladas.

ao ocorrido em 2017, e as condições meteorológicas relativamente amenas observadas na Europa e na Ásia do Leste foram alguns dos fatores responsáveis pela queda do preço do carvão no último trimestre de 2018.

No segundo trimestre de 2019, o preço do carvão manteve a tendência decrescente, registrando valores mínimos ligeiramente abaixo dos 50 USD/ton em junho, em consequência da conjugação de vários fatores: perda de competitividade para o gás natural devido à tendência decrescente do preço desta *commodity*, aumento dos custos ambientais principalmente na Europa associados ao aumento do preço das licenças de CO₂ e aumento gradual da produção com base em fontes de energia renováveis.

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

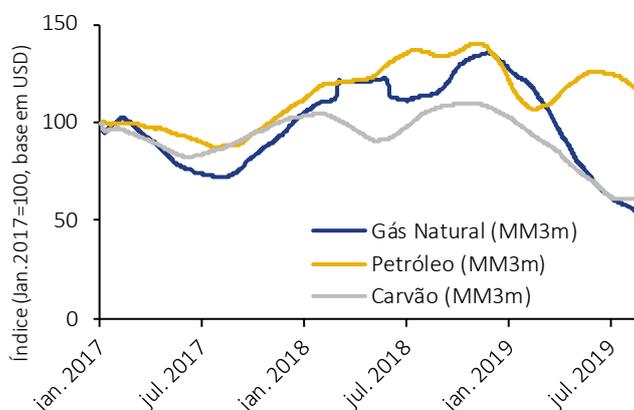


Fonte: ERSE, Reuters

A evolução do preço do carvão constitui um fator importante para a determinação do nível de desacoplamento entre o preço da energia elétrica e o preço do petróleo (Figura 2-22).

Assim, após uma tendência crescente verificada no preço das três *commodities* (carvão, petróleo e gás natural) apresentadas na figura *infra*, com início em meados de 2017, observou-se uma inversão de tendência no final de 2018, que se manteve ao longo de 2019, com uma ligeira exceção no caso do petróleo no segundo trimestre de 2019.

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 CO₂¹⁰. 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/ton. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 150% face aos valores do início do ano, em torno dos 8 EUR/ton. Esta evolução decorre, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE¹¹, bem como da discussão e dos compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris. Assim, foram definidas novas regras¹² 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. Em média, a cotação do preço das licenças de emissão de CO₂ é de 24,82 EUR/ton, para o período compreendido entre 1 de janeiro e 31 de agosto de 2019, tendo atingindo o máximo valor de cotação de 29,81 EUR/ton, a 23 de julho de 2019.

¹⁰ Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

¹¹ Diretiva 2018/410, de 14 de março.

¹² Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO₂ e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

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



Fonte: ERSE, Reuters

PREVISÕES

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2019 e 2020, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, 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 61,33 EUR/MWh, superior ao estimado para 2019, que se situa em torno dos 56,84 EUR/MWh¹³, e abaixo do previsto em tarifas de 2019 para 2019, 65,49 EUR/MWh (Quadro 2-5). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

¹³ Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

Quadro 2-5 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR¹⁴ para fornecimento dos clientes

	2019		2020
	Tarifas 2019	Estimativa 2019 (valores reais até setembro)	Tarifas 2020
Custo de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (EUR/MWh)	65,49	56,84	61,33
Preço petróleo EUR/bbl	62,34	57,64	53,89
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	0,61	1,00

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2020 em Portugal é de 61,33 EUR/MWh. A definição deste valor tem em conta os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2019 e 2020, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR.

Desta forma foram considerados os volumes de energia e os respetivos preços resultantes dos leilões, aplicando o definido no Regulamento Tarifário em vigor, designadamente o mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR, e da regulamentação complementar.

Assim, foram considerados na definição do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2020, 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 previstos¹⁵, e dos resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR 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.

¹⁴ 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.

¹⁵ 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 2020

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 2020 por atividade no Continente

Unidade: 10⁹ EUR

Tarifas 2020	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2020, previstos em 2019 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	Tarifas 2020 (6) = (3) - (4) + (5)
REN Trading	289 413		0	0		0
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC)	289 413	-289 413 (GGS)	0			0
ADENE	1 198		0			0
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 198	-1 198 (CVAT)	0			0
REN	587 737		877 150	0		877 150
Gestão Global do Sistema (GGS)	313 887	289 413 (CVEEAC)	603 300			603 300
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	273 850		273 850			273 850
EDP Distribuição	3 256 012	-875 952	2 380 060	75 330	-102 623	2 202 106
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	989 322		989 322			989 322
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	2 266 690	-875 952 (OLMC + GGS + TEE)	1 390 738	75 330		1 315 408
Tarifa social					-102 623	-102 623
EDP Serviço Universal (CUR)	1 641 463	-1 514 670	126 793	-75 330		202 123
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 368 414	-1 260 164	108 250	-69 128		177 378
Compra e Venda de Energia Elétrica PRE (CVEE PRE)	1 260 164	-1 260 164 (Sobrecusto da PRE na CVAT)	0			0
Compra e Venda de Energia Elétrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	108 250		108 250	-69 128		177 378
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	254 506	-254 506 (DEE + CVAT)	0			0
Comercialização (C)	18 543		18 543	-4 070		22 613
Sobreprouveito associado aplicação tarifa transitória				-2 132		2 132
			3 384 002	0	-102 623	3 281 379

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

Quadro 3-2 - Proveitos em 2020 por atividade nas Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas UGS, URT e da tarifa de Energia nas Regiões Autónomas (1)	Sobrecusto a recuperar pela atividade de GGS (2)	Tarifas 2020 (3) = (1) + (2)
EDA	119 278	65 710	184 987
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	94 839	44 759	139 598
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	20 700	17 573	38 272
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	3 739	3 378	7 117
EEM	131 330	60 379	191 709
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	102 684	38 714	141 398
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	24 531	20 716	45 247
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	4 116	949	5 065
			376 697

3.2 SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS DE 2018 E DE 2019

3.2.1 AJUSTAMENTOS DE 2018

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-3 permite comparar, por atividade, os proveitos permitidos, previstos, a proporcionar em 2018 definidos em 2017 com base em previsões para esse ano, com os proveitos permitidos, definitivos, recalculados no ano 2019, com base em valores verificados em 2018.

Apresenta-se também os cálculos, por atividade, dos ajustamentos que se irão repercutir nas tarifas de 2020 e que resultam na diferença entre os proveitos faturados em 2018 por aplicação das tarifas e os proveitos permitidos, definitivos, recalculados em 2019 com base em valores verificados em 2018. Os ajustamentos¹⁶ de 2018 a refletir em 2020 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -41,441 milhões de euros;
- Gestão Global do Sistema: -0,004 milhões de euros;

¹⁶ Ajustamentos com sinal positivo são valores a devolver pelas empresas.

- Transporte de Energia Elétrica: 10,768 milhões de euros;
- Compra e venda do acesso a rede de transporte: 4,129 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 28,981 milhões de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: 47,155 milhões de euros;
- Comercialização: -1,002 milhões de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2020 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-3 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2018 a refletir em 2020, no Continente

Unidade: 10⁹ EUR

Provetos a proporcionar em 2018, definidos em (tarifas 2018)	Diferencial positivo ou negativo na actividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Medidas de sustentabilidade de mercado	Provetos Efectivamente faturados em 2018	Provetos a proporcionar em 2018, definidos em 2019	Incentivos, desvio da tarifa social e custos aceites a posteriori	Acertos faturação de anos anteriores	Desvio	Desvio actualizado para 2019	Ajustamento provisório calculado em 2018 atualizado para 2020	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Ajustamento a repercutir em 2020	
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9) = (2)+(3)+(5)-(6)+(7)+(8)	(10) = (9) x (1+spread) x (1+spread)	(11)	(12)	(12)	(13) = (10) - (11) + (12)	
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	134 453			134 453	197 975	2 992		-66 514	-66 925	-25 483		0	-41 441	
Provetos permitidos à REN Trading	134 453	0	0	134 453	197 975	2 992		-66 514	-66 925	-25 483	0	0	-41 441	
Gestão Global do Sistema (GGS)	443 172			452 368	450 660			1 708	1 718	1 585			-4	
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	315 868			327 815	300 880	0		26 934	27 100		-137		10 768	
Provetos permitidos à REN	759 039	0	0	780 183	751 541	0		28 642	28 819	1 585	-16 470	0	10 764	
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	2 469 318			2 454 269	2 464 011	-13 846		4 104	4 129				4 129	
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	1 072 026			1 089 217	1 054 587	-2 984		37 614	37 846		-8 865	0	28 981	
Provetos permitidos à EDP Distribuição	3 541 344	0	0	3 543 487	3 518 598	-16 830		41 718	41 975	0	-8 865	0	33 110	
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 465 078			1 459 204	1 474 010		0	84 594	85 116	37 961			47 155	
Produção em regime especial (PRE)	1 268 893		90 584	1 268 893	1 269 396		0	90 081	90 637	83 741			6 896	
Fornecimento a clientes (FC)	196 185			190 311	200 206			-9 895	-9 956	-45 780			35 824	
Ajustamento da atividade tarifária					4 409			4 409	4 436				4 436	
Comercialização (C)	23 320	0		21 094	22 090			-996	-1 002				-1 002	
Provetos permitidos à EDP SU	1 488 397	0	-108 523	1 843 481	1 859 284	0		83 598	84 114	37 961	0	0	46 153	
Total no Continente								-13 838	87 444	87 984	14 063	-25 335	0	48 587

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 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

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 2018, com os proveitos de 2018 baseados em valores reais e com os proveitos recuperados em 2018 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2018. A diferença entre estas duas rubricas concorre para o cálculo dos ajustamentos aos proveitos permitidos de 2018 a repercutir nas tarifas de 2020. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo desse ajustamento.

O ajustamento a favor da EDA em 2020 relativamente ao ano de 2018, atualizado para 2020, será de -6,650 milhões de euros.

O ajustamento a favor da EEM em 2020 relativamente ao ano de 2018, atualizado para 2020, será de -11,218 milhões de euros.

As atualizações destes ajustamentos consideram as taxas EURIBOR a 12 meses, média, determinada em valores diários de 2018, 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 2019, acrescida de *spread* de 0,50 p.p.

Os ajustamentos¹⁷ de 2018 a refletir em 2020 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: -7,123 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 0,432 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 0,041 milhões de euros;

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: -11,685 milhões de euros;

¹⁷ Ajustamentos com sinal negativo são valores a receber pelas empresas.

- Distribuição de Energia Elétrica: 0,497 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: -0,030 milhões de euros.

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2020 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Quadro 3-4 - Ajustamentos aos proveitos permitidos de 2018 a refletir em 2020, nas Regiões Autónomas

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2018, definidos em 2017 (Tarifas 2018)	Proveitos recuperados em 2018, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2018	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 2018, definidos em 2020	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2020 (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 2020
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1+spread) x (1+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	113 869	93 456	20 828	0	0	120 079	0	-5 830	-1 293	-7 123
Distribuição de Energia Elétrica	43 570	22 234	21 670	0	0	41 930	0	1 986	-1 554	432
Comercialização de Energia Elétrica	7 052	2 886	4 309	0	0	7 060	0	136	-95	41
Proveitos permitidos à EDA	164 490	118 576	46 807	0	0	169 069	0	-3 708	-2 941	-6 650
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	111 349	101 819	9 168	0	0	112 204	-4 593	-5 846	-5 839	-11 685
Distribuição de Energia Elétrica	52 504	26 308	26 114	0	0	50 532	0	1 902	-1 404	497
Comercialização de Energia Elétrica	5 128	3 040	2 077	0	0	5 161	0	-44	14	-30
Proveitos permitidos à EEM	168 981	131 167	37 359	0	0	167 897	-4 593	-3 988	-7 229	-11 218
Total nas Regiões Autónomas								-7 696	-10 171	-17 867

3.2.2 AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NO CONTINENTE

O Quadro 3-5 evidencia os ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2019 a repercutir nas tarifas de 2020. 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 2019 e aplicada a taxa de remuneração final para esse ano.

Os ajustamentos referentes a 2019 são calculados em termos provisórios, o valor definitivo será calculado em 2020, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2021. Os ajustamentos provisórios¹⁸ de 2019 a refletir em 2020 referentes às várias atividades reguladas são os seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial: -53,416 milhões de euros;
- Gestão Global do Sistema: 0,513 milhões de euros;
- Transporte de Energia Elétrica: 11,920 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 10,563 milhões de euros;
- Compra e Venda de Energia Elétrica: -120,556 milhões de euros.

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

Quadro 3-5 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2019 a refletir em 2020, no Continente

	Proveitos a proporcionar em 2019, definidos em 2018 (tarifas 2019)	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	Proveitos estimados faturar em 2019	Proveitos estimados proporcionar em 2019, definidos em 2019	Incentivos e custos acrescidos a posteriori	Desvio[1]	Desvio atualizado para 2020	Acerto do CAPEX atualizado para 2020	Ajustamento provisório a repercutir em 2020
	(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	284 102		284 102	335 690	1 674	-53 262	-53 416		-53 416
Proveitos permitidos à REN Trading	284 102		284 102	335 690	1 674	-53 262	-53 416	0	-53 416
Gestão Global do Sistema (GGS)								513	513
Transporte de Energia Elétrica (TEE)								11 920	11 920
Proveitos permitidos à REN	0		0	0	0	0	0	12 433	12 433
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)								10 563	10 563
Proveitos permitidos à EDP Distribuição	0		0	0	0	0	0	10 563	10 563
Compra e Venda de Energia Elétrica	1 015 944	39 626	1 225 729	1 385 563	0	-120 208	-120 556		-120 556
Produção em regime especial (PRE)	1 015 944	39 626	1 015 944	1 204 563		-148 994	-149 424		-149 424
Fornecimento a clientes (FC)			209 785	181 000		28 785	28 869		28 869
Proveitos permitidos à EDP SU	1 015 944	39 626	1 225 729	1 385 563	0	-120 208	-120 556	0	-120 556
Total no Continente					1 674	-173 470	-173 972	22 997	-150 975

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 quinzenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-lei n.º 178/2015, de 27 de agosto.

PROVEITOS A PROPORCIONAR POR ATIVIDADE NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

O Quadro 3-6 apresenta os acertos provisórios do CAPEX referentes ao ano de 2019, 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 2019. Estes ajustamentos são calculados em termos provisórios e o valor definitivo será calculado em 2020, com base em valores ocorridos e, incluídos nos proveitos permitidos para tarifas 2021.

Os ajustamentos provisórios¹⁹ de 2019 a refletir em 2020 referentes às várias atividades reguladas das Regiões Autónomas são os seguintes:

EDA

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 1,829 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 1,271 milhões de euros;

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

- Comercialização de Energia Elétrica: 0,096 milhões de euros;

EEM

- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema: 2,662 milhões de euros;
- Distribuição de Energia Elétrica: 1,340 milhões de euros;
- Comercialização de Energia Elétrica: 0,084 milhões de euros.

Quadro 3-6 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2019 a refletir em 2020, nas Regiões Autónomas

Unidade: 10 ³ EUR	
	Acerto do CAPEX de 2019 atualizado para 2020 a repercutir em tarifas de 2020
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	1 829
Distribuição de Energia Elétrica	1 271
Comercialização de Energia Elétrica	96
Proveitos permitidos à EDA	3 197
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	2 662
Distribuição de Energia Elétrica	1 340
Comercialização de Energia Elétrica	84
Proveitos permitidos à EEM	4 086
Total nas Regiões Autónomas	7 282

4 DETERMINAÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS E DOS AJUSTAMENTOS PARA 2018

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.

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

- os custos de funcionamento no âmbito desta atividade que se preveem para o ano t^{20} ;

²⁰ 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.

- 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 2020, do sobrecusto estimado para 2019, bem como do verificado em 2018.

Quadro 4-1 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE previsto para 2020

		Unidade: 10 ³ EUR				
		2018 Verificado (1)	2019 Tarifas 2020 (2)	2020 Tarifas (3)	[(3)- (1)]/(1) %	[(3)-(2)]/(2) %
Encargo de Potência						
(1a)	Tejo Energia	110 559	92 643	88 824	-19,7%	-4,1%
(1b)	Turbogás	133 294	135 405	138 581	4,0%	2,3%
(1)=(1a)+(1b)	Total	243 854	228 048	227 405	-6,7%	-0,3%
Encargo de Energia						
(2a)	Tejo Energia	123 287	33 525	59 277	-51,9%	76,8%
(2b)	Turbogás	215 973	210 540	155 034	-28,2%	-26,4%
(2)=(2a)+(2b)	Total	339 261	244 065	214 311	-36,8%	-12,2%
Licenças de CO₂						
(3a)	Tejo Energia	49 177	27 584	47 891	-2,6%	73,6%
(3b)	Turbogás	25 507	32 610	28 004	9,8%	-14,1%
(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	121	0	0	-	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	Total	74 806	60 194	75 895	1,5%	-
Receitas sem serviços de sistema						
(4a)	Tejo Energia	205 005	81 305	138 016	-32,7%	69,8%
(4b)	Turbogás	259 316	209 315	193 558	-25,4%	-7,5%
(4)=(4a)+(4b)	Total	464 320	290 619	331 574	-28,6%	14,1%
Receitas com reserva e regulação terciária						
(5a)	Tejo Energia	-8 420	193	0	-	-
(5b)	Turbogás	-3 912	-94	0	-	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	-12 332	99	0	-	-
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	3 656	3 704	4 384	19,9%	18,4%
(7b)	Turbogás	3 353	3 134	2 919	-12,9%	-6,9%
(7)=(7a)+(7b)	Total	7 009	6 837	7 303	4,2%	6,8%
Outros Custos						
(8a)	Tejo Energia	0	0	0	-	-
(8b)	Turbogás	0	0	0	-	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	0	-	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)						
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	90 095	75 959	62 360	-30,8%	-17,9%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	122 725	172 467	130 980	6,7%	-24,1%
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	121	0	0	-	-
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	Total	212 941	248 426	193 340	-9,2%	-22,2%

Os encargos de potência previstos para 2020 estão em linha com os valores estimados para 2019, 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 2020, relativamente, às estimativas para 2019, enquanto a Turbogás deverá apresentar em 2020 valores inferiores aos estimados para 2019.

A subida dos encargos de energia por parte da central da Tejo Energia, face ao valor estimado para 2019, resulta do acréscimo previsto pela REN Trading na produção da central 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 AGC²¹, 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, como se verifica atualmente. O atual contexto justifica, assim, a revisão em baixo do valor da QAC anual, que se perspetiva possa ocorrer em 2020.

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 não é visível na central da Turbogás devido à redução prevista da sua produção em 2019 e 2020. Em sentido oposto, os custos com as licenças de CO₂ da central da Tejo Energia deverão aumentar em 2020 devido ao acréscimo de produção em relação a 2019.

Do lado das receitas unitárias de venda de energia elétrica, a ERSE prevê que aumentem para ambas as centrais em 2020, relativamente ao que está estimado para 2019, devido, principalmente, à subida do preço de mercado de 2019 para 2020. Este aumento das receitas unitárias traduz-se no incremento das receitas de venda de energia elétrica totais da central do Pego (+69,8%), enquanto na central da Turbogás a diminuição prevista da quantidade a produzir sobrecompensa a subida das receitas unitárias, levando a uma diminuição da rubrica das receitas totais em 2020 relativamente a 2019 (-7,5%).

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*.

²¹ 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 2020

		2019	2020
Preço base ⁽¹⁾	(EUR/MWh)	52,5	57,8
Preço licenças CO ₂ ⁽¹⁾	(EUR/ton)	25,3	26,0
Tejo Energia	Quantidades (GWh)	1 143	1 855
	Custo variável com CO ₂ (EUR/MWh)	53,5	57,8
Turbogás	Quantidades (GWh)	3 450	2 886
	Custo variável com CO ₂ (EUR/MWh)	70,5	63,4

⁽¹⁾ Preço médio de mercado previsto tendo em conta mercado de futuros, e a estimativa para 2019 incorpora o verificado nos 8 primeiros meses do ano

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 2020. De notar que o decréscimo nos custos de exploração deriva de despesas jurídicas previstas para 2019, a incorrer pelo Agente Comercial com processos em curso, e que já não se perspetivam para 2020.

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

	Unidade: 10 ³ EUR	
	Tarifas 2019	Tarifas 2020
Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	195 098	193 340
Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	621 994	517 612
Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	5 445	7 303
Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	432 341	331 574
Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	1 740	1 215
Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	1 715	1 187
Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	24	27
Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	27	14
Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	5,17%	4,88%
Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-25 410	-53 416
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		
Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-61 855	-41 441
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	284 102	289 413

4.1.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO EM 2018 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 2020, 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 2018, 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 2018. Este montante é atualizado para 2020, por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2018²², acrescida do *spread*²³ de 0,50 pontos percentuais, e por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses referente ao ano de 2019²⁴, acrescida de *spread* de 0,50 pontos percentuais. Ao montante obtido desta forma, deduz-se o ajustamento provisório do ano 2018 efetuado nas tarifas de 2019, atualizado para 2020 com juro relativo a 2019 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 2018 a repercutir nas tarifas de 2020 é negativo, o que significa um valor a receber pela empresa.

²² Média dos valores diários verificados de 1 de janeiro a 31 de dezembro de 2018.

²³ O enquadramento da definição deste parâmetro encontra-se no capítulo 2.1 deste documento.

²⁴ Média dos valores diários verificados entre 1 de janeiro e 15 de setembro de 2019.

Quadro 4-4 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade CVEE do Agente Comercial em 2018

		Unidade 10 ³ EUR	
		2018	Tarifas 2018
1	Custos com aquisição de energia elétrica, aos produtores com CAE	678 440	604 553
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE	7 009	6 765
3	Proveitos com a venda da energia elétrica dos produtores com CAE	472 508	463 115
4	Custos de funcionamento no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	0	1 216
5	Ajustamento t-1	10 092	10 092
6	Ajustamento t-2	4 874	4 874
7	Incentivos ICAE e PAM t-2	2 992	
A = 1 + 2 - 3 + 4 - 5 - 6 + 7	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC	200 967	134 453
B	Sobrecusto recuperado pela GGS	134 453	
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	-66 925	
D	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1	-25 410	
E = D * (1+ it-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1 atualizados para t	-25 483	
i _{t-2}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 + spread	0,327%	
i _{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 + spread	0,289%	
G	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	0	
F = C - E + G * (1 + it-2) * (1+it-1)	Ajustamento dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do AC atualizado para t	-41 441	

A análise efetuada nos pontos seguintes incide sobre o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2018, 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 2018 com o valor real ocorrido nesse ano.

Quadro 4-5 – Desvios em 2018 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE

		Unidade: 10 ³ EUR			
		2018	2018	[(2)-(1)]	[(2)-(1)]/(1)
		Tarifas	Verificado		%
		(1)	(2)		
Encargo de Potência					
(1a)	Tejo Energia	109 390	110 559	1 169	1%
(1b)	Turbogás	136 448	133 294	-3 153	-2%
(1)=(1a)+(1b)	Total	245 838	243 854	-1 984	-1%
Encargo de Energia					
(2a)	Tejo Energia	126 887	123 287	-3 600	-3%
(2b)	Turbogás	200 200	215 973	15 774	8%
(2)=(2a)+(2b)	Total	327 087	339 261	12 174	4%
Licenças de CO2					
(3a)	Tejo Energia	21 543	49 177	27 635	128%
(3b)	Turbogás	10 086	25 507	15 421	153%
(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	121	121	-
(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(3)=(3a)+(3b)+(3c)+(3d)	Total	31 628	74 806	43 177	137%
Receitas sem serviços de sistema					
(4a)	Tejo Energia	224 055	205 005	-19 051	-9%
(4b)	Turbogás	238 219	259 316	21 096	9%
(4)=(4a)+(4b)	Total	462 275	464 320	2 045	0%
Receitas com reserva e regulação terciária					
(5a)	Tejo Energia	840	-8 420	-9 260	-
(5b)	Turbogás	0	-3 912	-3 912	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	840	-12 332	-13 172	-
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	2 726	3 656	930	34%
(7b)	Turbogás	4 039	3 353	-685	-17%
(7)=(7a)+(7b)	Total	6 765	7 009	245	4%
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)					
(8a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)	Tejo Energia	35 651	90 095	54 444	153%
(8b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)	Turbogás	112 552	122 725	10 173	9%
(8c)=(3c)	Receitas decorrentes de trocas de licenças EUA por CER	0	121	121	-
(8d)=(3d)	Licenças - Outras	0	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)+(8c)+(8d)	Total	148 203	212 941	64 738	44%

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 2018 foi superior ao previsto. Individualmente, verifica-se que a produção da Turbogás foi superior ao previsto e no caso da Tejo Energia o desvio foi negativo. A amplitude destas diferenças justifica-se, quer pela diferença no preço de CO₂, uma vez que este foi bastante superior ao previsto, retirando competitividade à central Tejo Energia em relação às centrais a ciclo combinado de gás natural, quer pelo crescimento do consumo nacional de energia elétrica (+2,5%).

Quadro 4-6 – Desvios em 2018 da produção das centrais com CAE

Unidade: GWh

	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2018	Verificado 2018	% [(2)-(1))/(1)
Tejo Energia	3 411	3 065	-10,1%
Turbogás	3 557	4 020	13,0%
Total	6 969	7 086	1,7%

Os custos variáveis unitários de produção foram superiores ao previsto na Tejo Energia, e inferiores na Turbogás, como se pode verificar no Quadro 4-7. Estes desvios estão ligados à variação do preço dos combustíveis associados a cada central. A conjugação dos desvios por excesso das produções e dos custos variáveis resultou num desvio dos encargos de energia agregados de ambas as centrais de 4%.

Quadro 4-7 – Desvios em 2018 do custo variável unitário de produção (sem CO₂) das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2018	Verificado 2018	% [(2)-(1))/(1)
Tejo Energia	37,2	40,2	8,1%
Turbogás	56,3	53,7	-4,5%

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 2018, como se pode atentar no quadro seguinte.

Quadro 4-8 – Desvios em 2018 dos encargos unitários com licenças de CO₂ das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2018	Verificado 2018	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	6,32	16,04	154,0%
Turbogás	2,84	6,34	123,8%

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

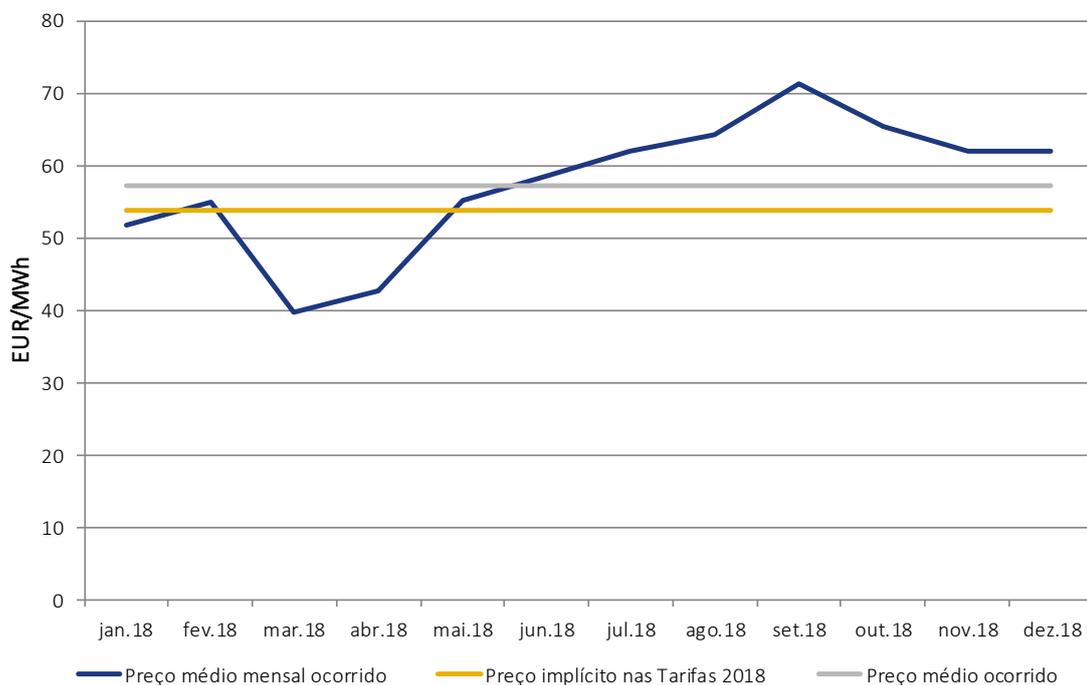
Quadro 4-9 – Desvios em 2018 da receita unitária de venda da energia elétrica das centrais com CAE

Unidade: EUR/MWh

	Implícito no diferencial de custo previsto nas Tarifas 2018	Verificado 2018	% [(2)-(1)]/(1)
Tejo Energia	65,9	64,1	-2,7%
Turbogás	67,0	63,5	-5,1%

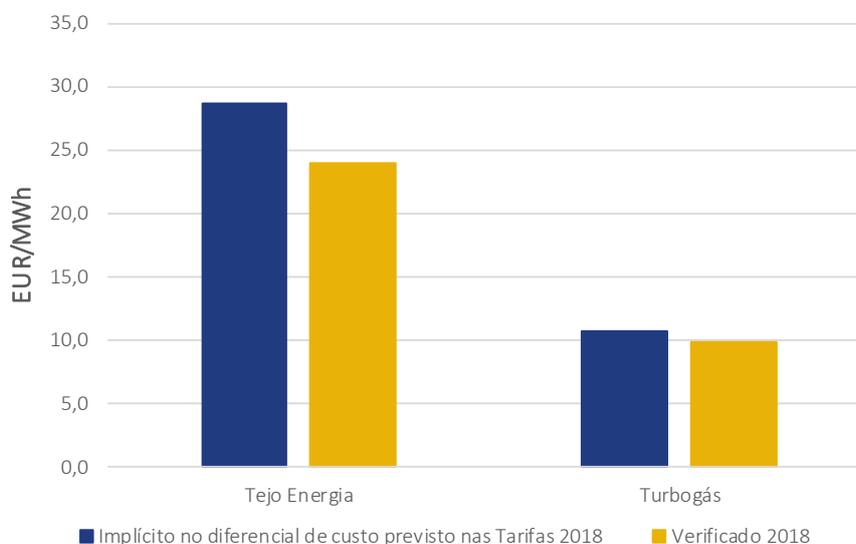
Apesar do preço de mercado ter sido, em termos anuais, superior ao previsto em cerca de 6% (como se pode observar na Figura 4-1), as receitas unitárias de ambas as centrais foram bastante próximas das previstas. A receita unitária da Tejo Energia situou-se 2,7% abaixo do previsto enquanto a receita unitária da Turbogás foi inferior ao previsto em tarifas de 2018 em 5,1%. Esta diferença é explicada pelo montante das receitas com serviços de sistema em 2018 terem sido inferiores ao previsto.

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



A redução das receitas unitárias na central da Tejo Energia foi acompanhada de um aumento dos custos unitários desta central, pelo que o *mark-up* ocorrido no ano de 2018 diminuiu comparativamente com o previsto nas tarifas de 2018 (-4,8 EUR/MWh), embora mantendo o sinal positivo, como mostra a Figura 4-2. No caso da Turbogás, o acréscimo das receitas unitárias foi inferior ao acréscimo dos custos variáveis, resultando também numa diminuição do *mark-up* em relação ao previsto (-0,9 EUR/MWh).

Figura 4-2 – Desvio do *mark-up* das centrais com CAE previsto para 2018 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 2018 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 inferior em relação ao previsto no processo tarifário de 2018.

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

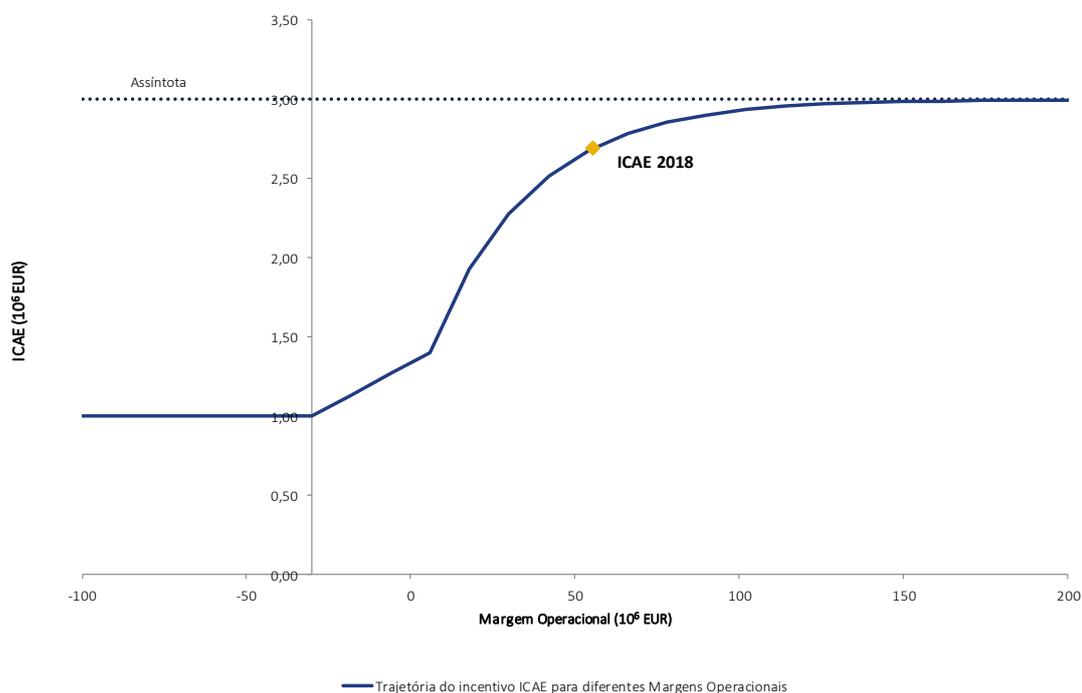
internalizar as alterações do contexto em que o Agente Comercial desenvolve a sua atividade, designadamente os fins dos CAE da Tejo Energia e da Turbogás, respetivamente em 2021 e em 2024.

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 2018 foi de 2,692 milhões de euros, correspondente a uma margem operacional do *portfolio* de centrais de 55,45 milhões de euros.

Figura 4-3 - Mecanismo de otimização da gestão dos contratos de aquisição de energia em 2018



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:

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

- k corresponde a um escalar que replica a partilha de benefícios entre o Sistema Elétrico Nacional (SEN) 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 diário do MIBEL, quer quanto aos restantes referenciais de mercado.

Como referenciais de mercado considerados para o cálculo, integram-se, sempre que existe 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 valor de energia colocada em mercado, a que se refere o termo q^{PH} corresponde ao programa real de cada uma das centrais para efeitos de gestão global de sistema. Daqui decorre que integra o cálculo do prémio a dedução dos desvios à programação, os quais afetam a definição da receita unitária global (termo r^{PH}).

O Quadro 4-10 apresenta os volumes de contratação efetuados pelo Agente Comercial em 2018, repartidos por períodos de horas cheias, de ponta e de vazio.

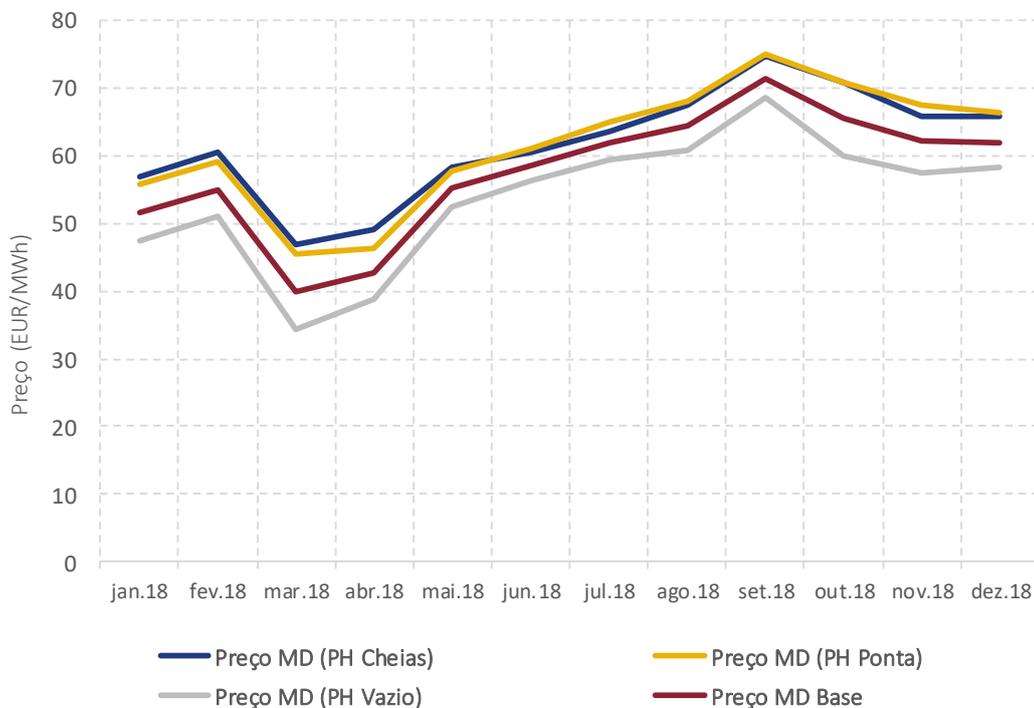
Quadro 4-10 – Volumes de contratação nos diferentes referenciais de mercado, em 2018

Referencial de contratação	Cheias	Ponta	Vazio	TOTAL 2018
Contratação em mercado diário (MWh)	1 085 791,50	3 528 550,40	2 489 750,10	7 104 092,00
Contratação líquida em mercados intradiários (MWh)	81 079,30	137 705,40	96 831,20	315 615,90
Programa MD+MiD (MWh)	1 166 870,80	3 666 255,80	2 586 581,30	7 419 707,90
Contratação de energia de reserva secundária (MWh)	12,30	3,80	808,43	824,53
Contratação de energia de reserva de regulação (MWh)	-48 740,10	-186 177,30	-63 883,60	-298 801,00
Contratação de energia para resolução de restrições (MWh)	-452,10	-9 982,20	-3 336,70	-13 771,00
Contratação em mercados de operação (MWh)	-49 179,90	-196 155,70	-66 411,87	-311 747,47
Programa final (MWh)	1 117 690,90	3 470 100,10	2 520 169,43	7 107 960,43
Programa real (MWh)	1 114 611,20	3 459 112,00	2 509 917,90	7 083 641,10
Desvios à programação (MWh)	-2 929,70	-10 988,10	-10 251,53	-24 169,33

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 2018, cobrindo cada um dos três períodos horários (cheias, ponta e vazio), e o preço base (todas as horas).

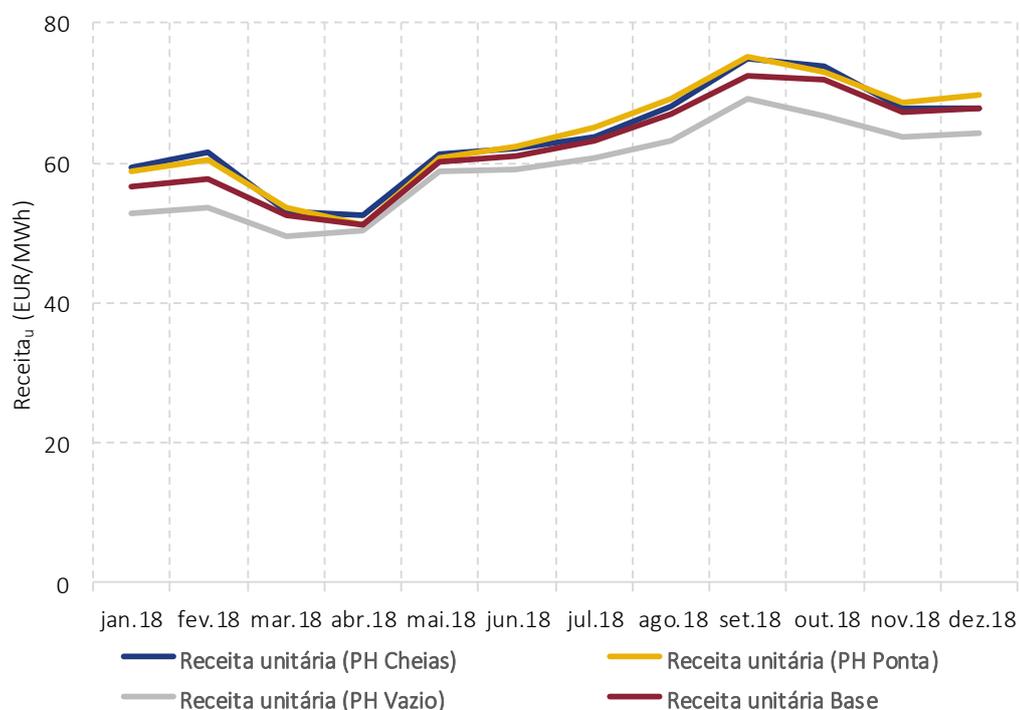
Figura 4-4 – Preço de mercado diário do MIBEL para os períodos horários (cheias, ponta e vazio) e para todas as horas (base), em 2018
Média aritmética mensal



Conforme se pode se observar pela análise da Figura 4-4, o preço do mercado diário do MIBEL foi, em geral, mais elevado na segunda metade do ano 2018, verificando-se no mês de setembro um pico no preço de mercado.

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

Figura 4-5 – Receita unitária nos diferentes referenciais de contratação para os períodos horários (Cheias, Ponta e Vazio) e para todas as horas (base), em 2018
Média mensal ponderada por volume negociado



Como se extrai da comparação das duas figuras anteriores, os valores unitários mensais da receita estiveram, consistentemente, acima dos preços médios do mercado diário, o que se compreende por uma participação significativa nos mercados de remuneração média mais elevada (em particular dos mercados de serviços de sistema ou de operação).

Por fim, no Quadro 4-11 são apresentados os valores parciais de cálculo do prémio, nomeadamente os valores do preço médio do mercado diário do MIBEL para cada um dos períodos horários e a respetiva receita unitária obtida pelo Agente Comercial nos mesmos períodos, bem como os volumes de contratação que lhes estão associados. Pela análise dos valores é possível concluir que o Agente Comercial colocou a energia das duas centrais com CAE não cessados (centrais termoelétricas da Turbogás e da Tejo Energia), acima do preço médio do mercado diário do MIBEL para os três períodos horários.

Quadro 4-11 – Valores parciais e cálculo do prémio PAM do incentivo CAE em 2018

PH	rPH (EUR/MWh)	pmdPH (EUR/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (EUR)
Vazio	60,48	59,67	2 509 917,90	2 033 033,50
Pontas	65,40	64,42	3 459 112,00	3 389 929,76
Cheias	65,15	64,30	1 114 611,20	947 419,52
Média/Soma	63,62	62,73	7 083 641,10	6 370 382,78
Prémio associado ao incentivo (PAM) considerando o escalar k = 0,5				3 185 191,39

A estratégia de contratação seguida pelo Agente Comercial representou, assim, uma receita adicional sobre uma colocação plana em mercado diário de cerca de 6,37 milhões 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 3,19 milhões de euros, largamente 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 2018, e conforme sumarizado no Quadro 4-12, aos referidos 300 milhares de euros.

Quadro 4-12 – Proveitos Prémio de Adequação em Mercado em 2018

PH	rPH (EUR/MWh)	pmdPH (EUR/MWh)	qPH (MWh)	ΣPH (EUR)
Vazio	60,48	59,67	2 509 917,9	2 033 033,50
Pontas	65,40	64,42	3 459 112,0	3 389 929,76
Cheias	65,15	64,30	1 114 611,2	947 419,52
Média/Soma	63,62	62,73	7 083 641,1	6 370 382,78
k				0,5
PAM				300 000,00

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

O cálculo do desvio provisório de 2019 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 2019, acrescida de 0,5 pontos percentuais. À semelhança do ajustamento de 2018, para 2019 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 2019

		Unidade 10 ³ EUR
		2019
1	Sobrecusto recuperado pela GGS	284 102
2	Sobrecusto com a aquisição de energia provisional	248 426
3	Ajustamento t-1	-25 410
4	Ajustamento t-2	-61 855
5	Incentivos CAE e CO2 t-1	1 674
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)]	-53 262
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1	0,289%
B = A * (1+i_{t-1})	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia elétrica do AC atualizado para t	-53 416

Nos pontos seguintes serão analisados o ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2019 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 2019 pela ERSE, com base em dados verificados até agosto de 2019, comparando-os com os valores previstos no ano anterior pela ERSE nas tarifas de 2019.

Quadro 4-14 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2019

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2019 Tarifas (1)	2019 Tarifas 2020 (2)	[(2)-(1)]/(1) %
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	107 729	92 643	-14,0%
(1b)	Turbogás	135 166	135 405	0,2%
(1)=(1a)+(1b)	Total	242 895	228 048	-6,1%
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	95 655	33 525	-65,0%
(2b)	Turbogás	221 406	210 540	-4,9%
(2)=(2a)+(2b)	Total	317 062	244 065	-23,0%
Licenças de CO2				
(3a)	Tejo Energia	39 756	27 584	-30,6%
(3b)	Turbogás	22 806	32 610	43,0%
(3)=(3a)+(3b)	Total	62 562	60 194	-3,8%
Receitas sem serviços de sistema				
(4a)	Tejo Energia	192 930	81 305	-57,9%
(4b)	Turbogás	239 411	209 315	-12,6%
(4)=(4a)+(4b)	Total	432 341	290 619	-32,8%
Receitas com reserva e regulação terciária				
(5a)	Tejo Energia	0	193	-
(5b)	Turbogás	0	-94	-
(5)=(5a)+(5b)	Total	0	99	-
Saldo VPP				
(6a)	Tejo Energia	0	0	-
(6b)	Turbogás	0	0	-
(6)=(6a)+(6b)	Total	0	0	-
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores				
(7a)	Tejo Energia	2 407	3 704	53,8%
(7b)	Turbogás	2 512	3 134	24,7%
(7)=(7a)+(7b)	Total	4 920	6 837	39,0%
Outros Custos				
(8a)	Tejo Energia	0	0	-
(8b)	Turbogás	0	0	-
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	-
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	52 617	75 959	44,4%
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	142 481	172 467	21,0%
(10)=(9a)+(9b)	Total	195 098	248 426	27,3%

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE seja superior ao previsto em cerca de 27,3%, sendo esta diferença explicada pelo desvio na central da Tejo Energia (44,4% acima do previsto em tarifas de 2019). Os principais contributos para este desvio foram o decréscimo da estimativa para as receitas de mercado em ambas as centrais (-32,8%, ou seja, cerca de -142 milhões de euros), face ao previsto nas tarifas de 2019, pese embora a diminuição de cerca de 23% no encargo de energia estimado (cerca de -73 milhões

de euros) e do ligeiro decréscimo de cerca de 3,8% no encargo com licenças de CO₂ (cerca de -2,4 milhões de euros).

O Quadro 4-15 apresenta as principais diferenças em termos de pressupostos considerados em 2019 e os que estão implícitos nas tarifas de 2020, 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 2019. No entanto, esta descida da receita unitária é proporcionalmente superior ao desvio negativo dos custos variáveis que, combinado com o efeito do aumento acentuado dos custos com a aquisição das licenças de CO₂, conduz a que o *mark-up* de ambas as centrais seja, em 2019, inferior ao previsto nas tarifas de 2019, 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 2019

			2019 (Tarifas 2019)	2019 (Tarifas 2020)
Tejo Energia	Preço médio do mercado em Portugal		61,0	52,5
	Receita unitária (com serviços sistema)	€/MWh	77,3	71,3
	Custo variável sem CO ₂		38,3	29,3
	Custo com licenças de CO ₂		15,9	24,1
	Produção	GWh	2 496	1 143
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal		61,0	52,5
	Receita unitária (com serviços sistema)	€/MWh	71,1	60,6
	Custo variável sem CO ₂		65,7	61,0
	Custo com licenças de CO ₂		6,8	9,5
	Produção	GWh	3 369	3 450

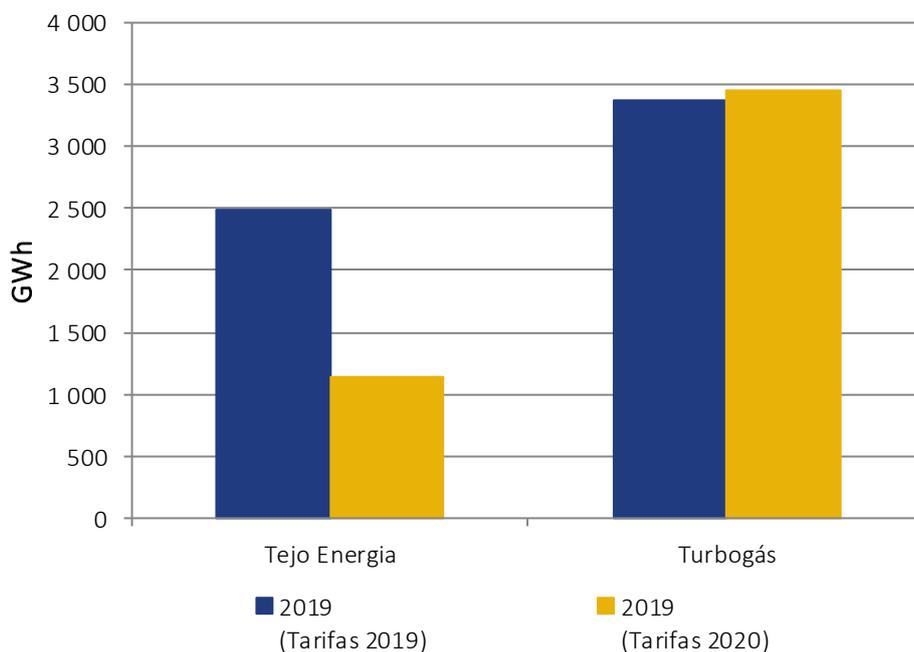
Figura 4-6 - Desvios em 2019 do *mark-up* das centrais com CAE



A produção estimada para 2019 no exercício tarifário de 2020 deverá ficar abaixo do previsto em tarifas de 2019 para o *portfolio* das centrais (-21,7%), sendo o desvio na Tejo Energia de -54,2% e na Turbogás de -2,4%. O elevado nível do AGC da Turbogás num contexto em que os custos de produção subiram em contraciclo com as receitas unitárias²⁵ 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.

²⁵ O que se deve principalmente ao forte aumento do preço das licenças de emissão de CO₂.

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 2019 o montante de 1,4 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.

4.2.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

O custo total da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS) resulta dos custos relacionados com a gestão do sistema e com os custos decorrentes da política energética, ambiental ou de interesse económico geral, também conhecidos com o acrónimo CIEG.

No que diz respeito aos investimentos registre-se que o Estado concedente, no uso das suas prerrogativas legais, apenas procedeu à aprovação do PDIRT-E 2017, não rejeitando de forma expressa os outros PDIRT, tendo antes optado por adotar decisões pontuais sobre infraestruturas específicas (n.º 6 do artigo 30.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na redação vigente e n.ºs 8 a 10 do artigo 36.º-A do Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente). Neste contexto, a consideração, em definitivo, dos investimentos entrados em exploração a partir de 2018 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 $t-1$.

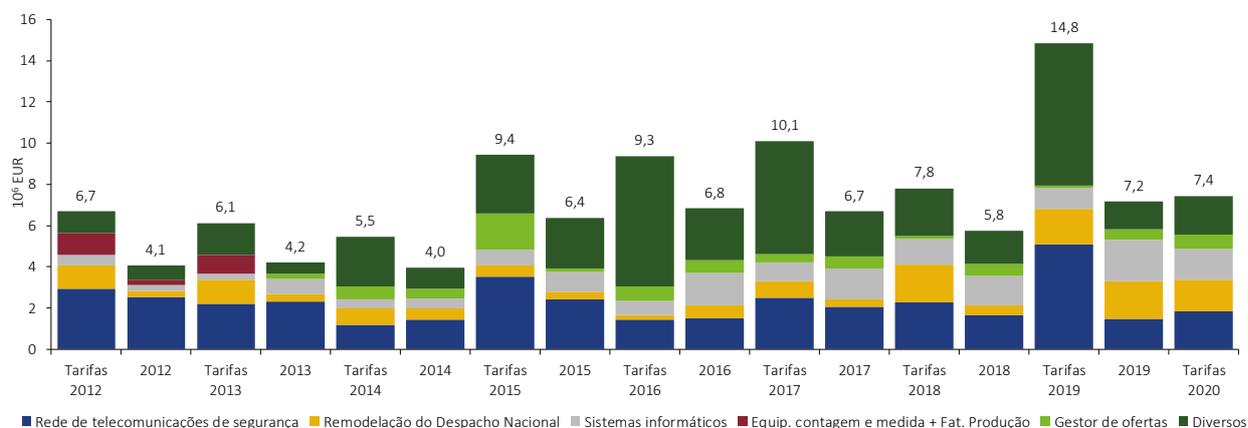
4.2.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

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 OPEX, tendo-se mantido a anterior metodologia de regulação ao CAPEX.

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 2018 reais, bem como os valores estimados para 2019 e previstos pela empresa para tarifas de 2020. 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 2018, último ano com dados reais, foi um ano que apresentou uma quebra mais acentuada, após uma quebra muito ligeira em 2017. Desta forma, o valor real ocorrido em 2018, de 5,8 milhões de euros, foi o valor mais baixo desde 2014, inferior ao previsto em tarifas de 2018, de 7,8 milhões de euros. 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 2020, de 7,4 milhões de euros, representa o valor mais baixo face aos valores previstos para os anos de tarifas desde 2015, sendo, no entanto, superior ao valor estimado de 2019, de 7,2 milhões de euros.

Taxa de remuneração

A taxa de remuneração a aplicar nos ativos regulados da atividade de GGS a considerar no cálculo tarifário para 2020 é de 4,88%.

Os proveitos permitidos de 2020 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2019, determinado de acordo com a aplicação da taxa de remuneração final para 2019 no imobilizado estimado para esse ano, conforme se pode observar no capítulo 4.2.1.2.

Custos com interruptibilidade

Para o ano de 2020 foi considerado um montante previsional de 125,1 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, alterada pela Portaria n.º 1308/2010, de 23 de dezembro, Portaria

n.º 200/2012, de 2 de julho, pela Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, pela Portaria n.º 221/2015, de 24 de julho e pela Portaria n.º 268-A/2016, de 13 de outubro. Este montante decompõe-se nas seguintes parcelas:

- 80,9 milhões de euros, correspondente à previsão para os custos com o serviço de interruptibilidade em 2020, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013;
- 44,2 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:
 - 42,1 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 2019, que inclui 558 milhares 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;
 - 2,1 milhares de euros, a devolver à empresa, referentes à diferença entre a estimativa da variação do custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2018, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2019 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2018.

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

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

O Regulamento Tarifário em vigor prevê que o sobrecusto com a convergência tarifária entre as Regiões Autónomas e Portugal Continental seja suportado por todos os consumidores nacionais através da tarifa de Uso Global do Sistema.

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

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

Unidade: 10³ EUR

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Custo RAA																		
% da RAA na UGS	12,04%	13,60%	12,14%	0,00%	0,52%	8,7%	36,7%	36,7%	3,4%	7,1%	6,9%	5,9%	3,3%	2,4%	1,7%	2,1%	3,5%	3,4%
sobrecusto RAA	30 103	40 079	48 187	0	3 442	83 236	47 342	79 103	55 598	112 120	109 829	93 570	62 712	50 578	38 460	46 807	63 888	65 710
% sobrecusto na TVCF	0,77%	0,98%	1,08%	0,00%	0,07%	1,65%	0,95%	21,46%	1,07%	2,00%	1,96%	1,67%	1,08%	0,85%	0,66%	0,80%	1,03%	1,07%
Custo RAM																		
% da RAM na UGS	9,7%	9,6%	6,7%	0,0%	0,1%	5,3%	30,0%	34,4%	2,0%	5,8%	6,3%	5,3%	2,3%	1,4%	0,4%	1,7%	3,4%	3,2%
sobrecusto RAM	24 159	28 402	26 473	0	894	50 576	38 686	74 198	33 082	91 272	99 808	84 308	43 675	29 102	8 564	37 359	61 996	60 379
% sobrecusto na TVCF	0,62%	0,69%	0,59%	0,00%	0,02%	1,00%	0,78%	20,13%	0,64%	1,63%	1,78%	1,51%	0,75%	0,49%	0,15%	0,64%	1,00%	0,99%

Observa-se um ligeiro aumento dos sobrecustos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores e uma ligeira diminuição na Região Autónoma da Madeira, representando em ambas as regiões um peso na Tarifa de Venda a Clientes Finais ligeiramente 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, aditado pelo Decreto-Lei n.º 215-A/2012, de 8 de outubro, e o envio desse relatório à ERSE. Esta Comissão, cuja promoção cabe à Direção Geral de Energia e Geologia, produziu o seu último relatório em 2015. Não havendo atualmente elementos que permitam aplicar as regras fixadas pela Portaria n.º 301-A/2013, de 14 de outubro, para a remuneração anual dos referidos terrenos, considerou-se para o cálculo das tarifas de 2020, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos de 2018, uma taxa de remuneração dos terrenos igual a 0%.

Sem prejuízo, para que tal taxa seja aplicada, é necessário que seja elaborado um relatório anual sobre o desempenho da REN nos dois semestres anteriores, nos termos do artigo 6.º-A da Portaria n.º 96/2004. E desde 2015 não foram elaborados relatórios que classificassem a remuneração dos terrenos que integram o domínio público hídrico, a atribuir à REN. O que levou a considerar-se no cálculo das tarifas de 2020, inclusivamente no cálculo dos ajustamentos de 2018, a não remuneração dos terrenos.

Entretanto, o Conselho de Administração da ERSE dirigiu 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 fará refletir na sua proposta de decisão tarifária, logo que possível, o resultado dos relatórios de avaliação da referida Comissão.

Pelo que a ERSE fará refletir na sua proposta de decisão tarifária, logo que possível, o resultado dos relatórios de avaliação da referida Comissão.

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 reconhecida 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 2020 tiveram o seguinte tratamento:

- investimentos transferidos para a exploração em 2019: 0,202 milhões de euros;
- investimentos em curso no final de 2019: 0,056 milhões de euros²⁶;
- taxa média de amortização dos ativos em exploração de 9,5%.

O processo de cálculo tarifário para 2020 inclui o ajustamento aos proveitos permitidos da Enondas definidos para tarifas de 2018. Este ajustamento ascendeu a 0,0005 milhões de euros²⁷.

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 2018.

²⁶ Este valor inclui encargos indiretos e financeiros imputados ao investimento.

²⁷ Ajustamento com sinal positivo significa valor a devolver pela empresa.

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

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas 2018	2018	Tarifas 2019	Tarifas 2020
A = 1 + 2 * 3	Custos com capital	423	422	421	429
1	Amortização dos ativos líquidos de participações	302	302	322	343
2	Valor médio dos ativos fixos afectos à concessionária da Zona Piloto líquidos de participações e de amortizações	1 910	1 904	1 905	1 773
3	taxa de remuneração do ativo fixo afecto à concessionária da Zona Piloto	6,33%	6,33%	5,17%	4,88%
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				
D	Ajustamento no ano t, dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos em t-2	3	3	15	0
E = A + B - C - D + I	Custos com a concessionária da Zona Piloto	432	431	406	429
F = E - D	Recuperado via UGS			432	
G = F - E	Desvio do ano			0	
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-1} + spread$			0,289%	
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-2} + spread$			0,327%	
$H = G \times (1 + i_{t-2}) \times (1 + i_{t-1})$	Ajustamento dos custos com a concessionária da Zona Piloto tendo em conta os valores ocorridos			0	
I	Correção extraordinária ao ajustamento de 2014 refletido em tarifas de 2016	12	12		

Custos com os incentivos à garantia de potência

O regime de atribuição de incentivos à garantia de potência, subjacente ao cálculo tarifário para 2020, 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 dezembro²⁸. Na sua redação atual, esta Portaria prevê apenas a modalidade de incentivo ao investimento em tecnologias de produção a partir de fontes hídricas.

Nos termos do artigo 16.º da Portaria n.º 251/2012, os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência carecem de aprovação pelo membro do Governo responsável pela área de energia, na sequência de proposta do Diretor-Geral de Energia e Geologia, previamente submetida a parecer da ERSE.

De acordo com o artigo 17.º da Portaria em causa, os pagamentos dos incentivos à garantia de potência são efetuados pela entidade responsável pela gestão técnica global do SEN no ano civil seguinte àquele a que se reportam, sendo acrescidos de juros calculados à taxa de juro EURIBOR a 12 meses, adicionada do *spread* que seja aplicável nesse ano, nos termos do Regulamento Tarifário em vigor²⁹.

Os montantes do ano 2019 do incentivo à garantia de potência, na modalidade de incentivo ao investimento, referentes aos aproveitamentos hidroelétricos de Alqueva II, Ribeiradio-Ermida, Baixo Sabor

²⁸ A modalidade de incentivo à disponibilidade definida na redação inicial da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, foi suspensa pelo artigo 169.º da Lei n.º 42/2016, de 28 de dezembro, que aprovou o Orçamento do Estado para 2017.

²⁹ Média dos valores diários da EURIBOR a 12 meses, acrescida do *spread*, à semelhança do que é usado nos ajustamentos de t-1.

(montante e jusante), Salamonde II e Venda Nova III (Frades II), foram homologados por despacho do Secretário de Estado da Energia, de 23 de agosto de 2019. O quadro seguinte apresenta a desagregação destes montantes por centro electroprodutor, incluindo os parâmetros que permitiram o seu cálculo, bem como os valores repercutidos nos proveitos permitidos de 2020 da atividade de GGS, após aplicação dos juros acima mencionados.

Quadro 4-18 - Montantes dos incentivos à garantia de potência e respetiva repercussão nos proveitos permitidos, desagregado por central

		Incentivo à garantia de potência respeitante ao ano de 2019						Juros para repercussão T2020	Pagamentos às centrais em 2020
Centro Electroprodutor	Modalidade	Potência instalada líquida P _{il} [MW]	Coefficiente Disponib. Final cdf	Índice Valorização Disponib. ivd	Índice Cumprimento Prazo icp	N.º meses	Montante do incentivo 10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR
Alqueva II (reforço potência)	Invest.	255,60					2 812	8	2 820
Grupo 1	Invest	127,80	0,9433	1,0	1,00	12	1 406	4	1 410
Grupo 2	Invest	127,80	0,9197	1,0	1,00	12	1 406	4	1 410
Baixo Sabor (jusante)	Invest.	35,20					813	2	815
Grupo 1	Invest	17,60	0,9474	1,0	1,05	12	407	1	408
Grupo 2	Invest	17,60	0,9578	1,0	1,05	12	407	1	408
Ribeiradio-Ermida	Invest.	74,70					1 726	5	1 731
Grupo 1	Invest	74,70	0,9824	1,0	1,05	12	1 726	5	1 731
Salamonde II	Invest.	222,70					2 572	7	2 580
Grupo 1	Invest	222,70	0,9082	1,0	1,05	12	2 572	7	2 580
Baixo Sabor (montante)	Invest.	151,04					3 489	10	3 499
Grupo 1	Invest	75,52	0,9451	1,0	1,05	12	1 745	5	1 750
Grupo 2	Invest	75,52	0,9452	1,0	1,05	12	1 745	5	1 750
Venda Nova III (Frades II)	Invest.	779,60					3 859	11	3 870
Grupo 1	Invest	389,80	0,5658	0,0	1,00	12	0	0	0
Grupo 2	Invest	389,80	0,8030	0,9	1,00	12	3 859	11	3 870
Total Incentivo ao Investimento	Invest	1 518,84					15 271	44	15 315

Relativamente ao incentivo à garantia de potência do aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova III (Frades II), a ERSE assinala os seguintes aspetos:

1. o reconhecimento da elegibilidade deste produtor para receber o incentivo à garantia de potência foi comunicado à ERSE em janeiro de 2019, após homologação pelo Secretário de Estado da Energia em 3 de dezembro de 2018, que incluiu a aprovação do montante do ano de 2017, respeitante aos meses de julho a dezembro, o qual havia sido repercutido pela ERSE nos proveitos da atividade de GGS no exercício tarifário de 2018;

2. o montante do incentivo para este produtor no ano de 2018, não foi homologado conjuntamente com os montantes dos restantes produtores elegíveis³⁰, tendo a ERSE repercutido nos proveitos da atividade de GGS de 2019 um montante do incentivo para este produtor calculado com $ivd=1$ em ambos os grupos geradores;
3. a ERSE recebeu em maio de 2019 um pedido de parecer sobre o montante anual do incentivo deste produtor referente ao ano de 2018, tendo emitido parecer favorável. Embora não tenha recebido até à presente data o despacho de homologação deste montante, a ERSE considerou no exercício tarifário de 2020 a diferença deste valor face ao considerado no exercício tarifário de 2019³¹;
4. o montante do incentivo para este produtor no ano de 2019 foi homologado conjuntamente com os montantes dos restantes produtores elegíveis, tendo a ERSE repercutido nos proveitos da atividade de GGS de 2020, de acordo com o Quadro 4-18.

No que respeita ao aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, aguarda-se o reconhecimento da elegibilidade para receber este incentivo e a homologação dos montantes referentes aos anos de 2018 e 2019. Após interações com a DGEG, a ERSE deu em 25 de julho de 2019 o seu parecer definitivo sobre este processo. De acordo com informação da DGEG constante no pedido de parecer à ERSE, após homologação pelo membro do Governo responsável pela área da energia, o incentivo para este produtor produzirá efeitos no mês de junho de 2018.

Assim, não havendo decisão de homologação para este centro eletroprodutor e não se podendo excluir de modo definitivo a possibilidade de não homologação, a ERSE optou por não incluir estes montantes nos proveitos de 2020. Ressalva-se, contudo, que em caso de homologação pelo SEE e pagamento pela REN, estes montantes serão devidamente reconhecidos no cálculo dos proveitos dos anos seguintes e, conseqüentemente, serão recebidos pela REN através das tarifas.

³⁰ Homologação por despacho do Secretário de Estado da Energia de 29 de novembro de 2018.

³¹ O modo como foi obtido o valor deste ajustamento é descrito no ponto 4.2.1.2.

Custos com a Remuneração da Reserva de Segurança do SEN

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

Entretanto, a Portaria n.º 93/2018, de 3 de abril, adiou a realização dos leilões ao abrigo deste regime até que exista uma pronúncia inequívoca da Comissão Europeia relativamente à compatibilidade do regime de remuneração da reserva de segurança do SEN com as disposições comunitárias relativas a auxílios do Estado no setor da energia.

Por este motivo, no cálculo dos proveitos permitidos para 2020 a ERSE não considerou qualquer montante para a remuneração da reserva de segurança do SEN.

Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor

No seguimento de Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia de dezembro de 2019, foi considerado o montante de 368,2 mil euros, que constitui uma receita do Sistema Elétrico Nacional, 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.

Não foram consideradas, nos proveitos permitidos da REN, verbas associadas ao FSSSE.

Custos com o Plano de Promoção de Eficiência do Consumo

O Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) tem um orçamento de zero euros para 2020, dado que em 2019 se está a proceder à revisão das Regras do PPEC, para lançamento de uma nova edição em 2020 com início de implementação em 2021.

De acordo com o artigo 33.º das Regras do PPEC (Diretiva n.º 5/2013, de 22 de março), relativo à dotação orçamental, esta deve ser publicada até 15 de dezembro do ano que antecede o lançamento de cada PPEC, estando sujeita ao mesmo conjunto de procedimentos aplicáveis à aprovação das tarifas e preços anuais, nos termos estabelecidos no Regulamento Tarifário. Neste contexto o eventual lançamento de uma nova edição do PPEC, em linha com as edições anteriores, exigirá um orçamento de 11,5 milhões de euros para 2021 e de 11,5 milhões para 2022, dependendo do desfecho do processo de revisão das Regras do PPEC.

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 4-19.

Custos operacionais de exploração

Para o período regulatório 2018-2020, 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 2020 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 anos³². Verifica-se um aumento dos custos da atividade de GGS, para o qual contribuiu a inversão no sentido dos ajustamentos que passaram para um valor a devolver à empresa, bem como no aumento significativo dos custos com interruptibilidade.

É de salientar 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.

Feita a avaliação do conjunto da informação recebida em 2019 do operador da RNT relativa aos investimentos no edifício sede, constatou-se que nenhum elemento novo foi trazido por esta empresa face à informação que já tinha apresentado em 2018, e que tinha levado a ERSE a não aceitar, no cálculo dos proveitos permitidos para as tarifas de 2019, os investimentos no edifício sede realizados entre 2015 e 2017 e previstos realizar até 2019.

³² 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”.

Em particular, a informação enviada este ano pelo operador da RNT continua a não permitir avaliar os benefícios, os custos evitados, nem as alternativas à realização desses investimentos. Acresce que a informação recebida confirma que os investimentos em causa não estão incluídos em nenhum grupo de investimentos que integram o PDIRT-E 2017, aprovado já em 2019 pelo Estado concedente.

Assim, em coerência com a prática seguida pela ERSE sobre esta questão, os investimentos no edifício sede realizados em 2018 e previstos realizar até 2020 não serão considerados no cálculo dos proveitos permitidos do operador da RNT subjacentes às tarifas 2020.

Registe-se que a última informação apresentada pelo operador da RNT foi recebida coetaneamente com o processo de finalização da proposta de tarifas para 2020 submetida ao conselho tarifário, pelo que não foi possível considerá-la nessa proposta.

Finalmente, recorde-se que foi aprovada por Despacho do Secretário de Estado da Energia, de 20 de setembro de 2019, a proposta do operador da RNT para construção de uma nova sede no Complexo de Sacavém, com migração dos serviços de supervisão 24h para o Edifício C deste Complexo de Sacavém e a alienação do Edifício Sede do n.º 55 da Av. Estados Unidos da América.

Quadro 4-19 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2019	Tarifas 2020
A	= 1+2+7+8+9+10-11	135 583	151 671
	Custos de gestão do sistema		
1	Custos de exploração aceites líquidos dos proveitos de exploração que não resultam da aplicação das tarifas de UGS (não sujeitos a metas de eficiência)	0	0
1	Custos de exploração sujeitos a metas de eficiência	16 960	16 962
2 = 3+4*5/100-6	Custo com capital	8 851	6 791
3	Amortizações dos ativos fixos	6 789	5 425
4	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	42 572	38 502
5	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,17	4,88
6	Ajustamento t-1 CAPEX	137	513
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772
8	Custos com interruptibilidade, no ano t	79 966	80 923
9	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 1309/2010)	0	0
10	Interruptibilidade t-1 (com juros) (portaria 215-A/2013)	29 312	44 217
11	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	2 278	-5
B	=1'+4'-7'+8'-9'+10'+16'+17'+18'+19'+20'+21'-22'	448 451	437 177
	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral		
1' = 2'+3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	63 888	65 710
2'	Défice tarifários 2006 e 2007		
3'	Convergência tarifária do ano t	63 888	65 710
4' = 5'+6'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	61 996	60 379
5'	Défice tarifários 2006 e 2007		
6'	Convergência tarifária do ano t	61 996	60 379
7'	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RA's	1 580	-2 268
8'	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	284 102	289 413
9'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	0	368
10' = 11'+15'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 555	12 349
11' = 12'/100*14'+13'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico	11 918	11 779
12'	Taxa de acordo com a legislação em vigor	0,00	0,00
13'	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	11 918	11 779
14'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	220 062	208 214
15'	Amortizações dos terrenos afetos à zona de proteção hídrica	637	570
16'	Custos com a ERSE	6 268	6 611
17'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	365	389
18'	Custos de gestão do PPDA	0	0
19'	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	0	0
20'	Custos com o plano de promoção de eficiência no consumo, previstos para ano t	0	0
21'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	406	429
22'	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-20 452	2
C	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	19 793	14 452
D	= A + B + C	603 828	603 300
E	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Eléctrica	284 102	289 413
G	= D - E + 9'	319 726	314 255

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 2018 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2018.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema relativamente ao ano de 2018 a repercutir nas tarifas de 2020 encontra-se calculado no Quadro 4-20³³. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento é de -4 milhares 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 452,4 milhões de euros (linha F) e os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS, de 450,7 milhões de euros (linha E), no qual está subjacente uma diferença de 10,8 milhões de euros entre o valor previsto e o valor verificado em 2018 para a rubrica de custos com a interruptibilidade. Em sentido contrário, verificou-se um desvio dos custos com a ERSE, por se ter concretizado a devolução dos saldos de gerência da ERSE, no montante de 1,9 milhões de euros, especializado em 2018 e considerado no desvio deste ano.

³³ Um ajustamento de sinal negativo significa um valor a receber pela empresa.

Quadro 4-20 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade GGS em 2018

		Unidade 10 ³ EUR	
		2018	Tarifas 2018
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
A = a + b * c /100 - d + e + f - g	Custos de gestão do sistema	134 167	122 787
a	Amortizações dos ativos fixos	7 160	6 958
b	Valor médio dos ativos fixos líquidos de amortizações e participações	36 863	41 081
c	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,17	5,50
d	Ajustamento CAPEX t-1	-233	-233
e	Custos de exploração afetos à gestão do sistema, líquidos dos proveitos, que não resultam da aplicação da Tarifa de UGS (a partir de 2018 inclui custos não contemplados no âmbito das metas de eficiência, sujeitos a aprovação da ERSE)	17 697	16 972
f	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772
g	Custos com interruptibilidade	99 226	88 418
	Ajustamento no ano t, dos custos de gestão do sistema tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-5 174	-5 174
B = h + i - j + k - l + m + n + o + p + q + r + s - t	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral	292 675	296 521
h	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	46 807	46 807
i	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	37 359	37 359
j	Valor previsto do desvio da recuperação pelo operador da rede de transporte do custo com a convergência tarifária das RAs	305	305
k	Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	134 453	134 453
l	Medidas de política energética com impacto na CVEE AC	0	0
m	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 577	12 982
	Parcela associada aos terrenos domínio público hídrico	11 935	12 315
	Taxa Swap interbancária de prazo mais próximo ao horizonte de amortização legal verificada no primeiro dia de cada período, divulgada pela Reuters, acrescida de spread de 50 basis points	0,00	0,10
	Amortizações dos terrenos afetos ao domínio público hídrico	11 935	12 071
	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico, líquido de amortizações e participações	231 989	243 991
	Parcela associada aos terrenos da zona de proteção hídrica	642	668
	Amortizações dos terrenos afectos à zona de proteção hídrica	642	668
n	Custos com a ERSE	4 111	6 051
o	Transferência para a Autoridade da Concorrência	384	384
p	Custos de gestão do PPDA	0	0
q	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, nomeadamente custos do OMIP e OMI Clear	0	0
r	Custos com o PPEC	10 000	11 500
s	Custos com a concessionária da zona Piloto	432	432
t	Ajustamento no ano t, dos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral tendo em conta os valores ocorridos em t-2	-46 859	-46 859
C	Custos com o mecanismo de garantia de potência	23 818	23 864
D	Ajustamento extraordinário	0	
E = A + B + C - D	Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS	450 660	443 172
F	Proveitos faturados com a tarifa de Uso Global do Sistema	452 368	
G = F - E	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	1 708	
H = G x (1+v) x (1+x)	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizados para t	1 718	
u	Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das RAs, deduzido em t-1	1 580	
I = u x (1+x)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas de t-1, atualizados para t	1 585	
J = H - I	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	134	
v	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 + spread	0,327%	
x	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 + spread	0,289%	
y	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema relativo ao ano t-1	137	
K = J - y x (1+x)	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema facturados em t-2	-4	

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 2018, sobretudo por via da redução na ordem dos 29% ao nível das transferências para exploração, conforme se pode verificar no Quadro 4-21. Para este facto também contribuiu a não consideração dos valores transferidos para exploração referentes às obras do edifício sede do ORT, entre 2015 e 2018, pelos motivos anteriormente expostos.

Quadro 4-21 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

	Unidade: 10 ³ EUR		
	2018 (1)	Tarifas 2018 (2)	Desvio [(1) – (2)] / (2)
Investimento Custos Técnicos	5 757	7 809	-26,3%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	250 471	253 790	-1,3%
Investimento Directo	597	656	-9,0%
Transferências p/ exploração	4 303	6 041	-28,8%
Reclassificações, alienações e abates	-37 396	773	
Saldo Final (2)	217 975	261 261	-16,6%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	211 757	212 092	-0,2%
Amortizações do Exercício	7 215	7 174	0,6%
Regularizações	-37 368	0	
Saldo Final (4)	181 604	219 266	-17,2%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	707	793	-10,8%
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	55	55	-0,1%
Saldo Final (6)	652	738	-11,7%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2017 (7) = (1) – (3) – (5)	38 007	40 905	-7,1%
Valor de 2018 (8) = (2) – (4) – (6)	35 719	41 257	-13,4%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	36 863	41 081	-10,3%

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 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 2018 foi

de 5,50% para remunerar a atividade de GGS. A taxa de remuneração final para esse ano corresponde a 5,17%, 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 2018, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2019, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2018.

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.

Assim, foi considerado provisoriamente um valor adicional de 725 milhares de euros, fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência, conforme apresentado seguidamente no Quadro 4-22, resultando num valor total de custos de exploração afetos à atividade de GGS que ascendeu a 17,697 milhões de euros.

Quadro 4-22 - Custos de plataformas afetas à gestão do sistema, a considerar fora do *revenue cap*, não sujeito à aplicação de metas de eficiência

Unidades: EUR

	2016	2018
MRC (Market Regional Coupling) e SDAC (Single Day-ahead Coupling)	27 109	31 871
SAP (Single Allocation Platform)	62 500	64 472
XBID (Cross-Border Intraday Market Project)	0	103 391
IGCC (International Grid Control Cooperation)	0	0
TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange)	79 202	602 238
MARI (Manually Activated Reserves Initiative)	0	19 692
PICASSO (Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)	0	3 967
Leilões de Reserva de Segurança	0	0
CORES0 (Coordination of Electricity System Operators)	778 152	769 191
OPDE (Operational planning data environment)	0	0
ENTSO-e (European Network of Transmission System Operators for Electricity)	403 267	630 309
Transparência (inclui - REMIT - Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency)	52 853	88 088
Total	1 403 082	2 313 219
Diferencial (valor a considerar fora do <i>revenue cap</i>, não sujeito à aplicação de metas de eficiência)		910 138
Faturação de energia reativa PRE		-184 865
Valor não aceite fora do <i>revenue cap</i>		0
Valor a incluir fora do <i>revenue cap</i>, não sujeito à aplicação de metas de eficiência		725 273

INTERRUPTIBILIDADE

Em 2018 os custos com interruptibilidade ascenderam a 110,539 milhões de euros, englobando 31,055 milhões de euros respeitantes à variação do custo com o serviço de interruptibilidade prestado no ano de 2018, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013. Atendendo à redação do regime legal da interruptibilidade da Portaria n.º 215-A/2013, de 1 de julho, a repercussão tarifária dos montantes pagos a este segmento de prestadores do serviço de interruptibilidade 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 2018 foi repercutido nas Tarifas de 2019.

Assim, para efeitos do ajustamento dos custos com interruptibilidade referentes ao ano de 2018, 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 2018, associada à aplicação da Portaria n.º 215-A/2013, considerada nas Tarifas de 2019 e a variação real deste custo constante nas contas auditadas de 2018. Esta diferença é de 2,157 milhões de euros, a devolver à empresa, incluindo os juros para ajustamento a dois anos. Este montante foi incluído na rubrica de proveitos referente a esta Portaria;
- custo com o serviço de interruptibilidade do ano 2018, excluindo o efeito da aplicação da Portaria n.º 215-A/2013 (79,484 milhões de euros), que origina um ajustamento de 10,875 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 2018 é superior às previsões utilizadas na definição das tarifas, originando um ajustamento de 13,033 milhões de euros incluindo juros, a devolver à empresa e que foi repercutido nas tarifas de 2020.

CUSTOS COM OS INCENTIVOS À GARANTIA DE POTÊNCIA

Com exceção dos montantes de incentivo respeitantes ao aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova III (Frades II), todos os montantes anuais dos incentivos à garantia de potência considerados nos exercícios tarifários de 2018 e 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 ao aproveitamento hidroelétrico de Venda Nova III (Frades II), as tarifas de 2018 e as tarifas de 2019 incluíram montantes previsionais respeitantes aos incentivos dos anos de 2017 e 2018, respetivamente. Com a informação conhecida pela ERSE na presente data, registam-se os seguintes factos:

- no caso do incentivo do ano 2017, o montante homologado é igual ao considerado nas tarifas de 2018, não havendo lugar a qualquer ajustamento;
- no que respeita ao ano de 2018, o montante do incentivo submetido para apreciação da ERSE pela DGEG, em maio de 2019 (7,718 milhões de euros), é diferente do montante considerado nas tarifas de 2019 (8,575 milhões de euros), havendo lugar à devolução da diferença pela atividade de GGS.

A repercussão desta diferença nos proveitos da atividade de GGS do ano 2020 teve em conta os juros definidos no artigo 17.º da Portaria n.º 251/2012, com referência ao ano 2019 por ser o ano de repercussão do incentivo de 2018, bem como os juros correspondentes ao atraso de um ano na devolução da diferença.

CUSTOS COM O PLANO DE PROMOÇÃO DE EFICIÊNCIA NO CONSUMO

No ajustamento de 2018 a repercutir em 2020 foram considerados 1,5 milhões de euros, resultantes de orçamentos não executados e juros sobre pagamentos não efetuados em 2018 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 2 381 897 euros em 2018, é necessário devolver aos consumidores 6 241 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2018 para pagamentos em 2019 (1,909 milhões de euros). Adicionalmente, algumas medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (44 882 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 1,527 milhões de euros em 2018, é necessário devolver aos consumidores 64 515 euros relativos a juros sobre o valor que a REN dispunha no final do ano de 2018 para pagamentos em 2019 (19,729 milhões de euros). Adicionalmente, três medidas foram concluídas e executadas com um custo inferior ao inicialmente previsto, tendo o valor remanescente (37 992 euros) que ser devolvido aos consumidores. Foi ainda comunicada à ERSE a desistência de quatro medidas, tendo o orçamento correspondente (1,346 milhões de 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 4-23 –Resumo ajustamento PPEC t-2

	PPEC 2013-2014	PPEC 2017-2018	Total
Valor não executado	44 882	1 384 429	1 429 311
Juros sobre pagamentos não efetuados ano t-2	6 241	64 515	70 756

Assim, em termos globais, o ajustamento relativo a t-2 corresponde aos juros a devolver aos consumidores, no valor de 70 756 euros, adicionado do valor já conhecido como sobranço das duas edições do PPEC a devolver aos consumidores, 1,429 milhões de euros. De referir que sobre o valor dos juros não incidirá atualização adicional para 2020.

VALOR PREVISTO DO DESVIO DA RECUPERAÇÃO DO ORT DO CUSTO COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA PAGO DURANTE O ANO DE 2019

O Quadro 4-24 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 4-24 - Valor previsto do desvio da recuperação do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, pago durante o ano t-1

		Unidade 10 ³ EUR
		2019
1	Custos com a convergência tarifária da RAA previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	63 888
2	Custos com a convergência tarifária da RAM previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	61 996
3	Proveitos a recuperar pela REN, no âmbito da GGS, previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	603 828
4 = 5*6*1000	Valor previsto dos proveitos faturados pela aplicação da tarifa de UGS para o ano T-1	592 982
5	quantidades (GWh)	50 317
6	tarifa (€/kWh)	0,01178
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de T-1	-0,211%
8	<i>Spread no ano t-1</i>	0,500%
9 = $[(1+2)/3*4-1-2*(1+(7+8))]$	Valor previsto do desvio da recuperação pela REN do custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas	-2 268

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2019

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2019 da GGS, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração para 2019. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é apresentado no quadro infra.

Quadro 4-25 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2019 da GGS

		Unidade 10 ³ EUR	
		T2019	T2020
Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema previsto no ano T-2 para tarifas de T-1		Tarifas 2018	Tarifas 2019
1	Custo com capital [(1) = (2) + (3) * (4)]	9 217	8 988
2	Amortizações dos activos fixos	6 958	6 789
3	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	41 081	42 572
4	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,50%	5,17%
Valor do custo com capital da atividade de Gestão Global do Sistema estimado no ano T-1 para o ano T-1		2018 em 2018	2019 em 2019
5	Custo com capital [(5) = (6) + (7) * (8)]	9 081	8 477
6	Amortizações dos activos fixos	7 136	6 696
7	Valor médio dos activos fixos líquidos de amortizações e participações	37 650	36 466
8	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,17%	4,88%
9	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de T-1	-0,178%	-0,211%
10	Spread no ano t-1	0,500%	0,500%
11 = [(1 - 5) * (1 + (9 + 10))]	Ajustamento provisório de t-1 do Custo com Capital da Atividade de Gestão Global do Sistema	137	513

4.2.2 ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA

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

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

está dependente da aprovação dos planos em causa ou das decisões de aprovação sobre infraestruturas específicas.

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

4.2.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

Desde o período de regulação 2009-2011 que a atividade de Transporte de Energia Elétrica é regulada através da aplicação de incentivos, com incidência quer no CAPEX, quer no OPEX. Para o período de regulação 2018-2020, 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 RNT³⁴, estendendo a aplicação dos restantes incentivos, embora com as adaptações necessárias para melhorar os sinais económicos transmitidos à empresa.

Custos operacionais de exploração e custos incrementais

Para o período regulatório 2018-2020 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. Para o período regulatório de 2018 a 2020, a ERSE procedeu a ajustes pontuais nos parâmetros do mecanismo, embora se preveja a realização de um novo estudo de detalhe, no processo de revisão dos parâmetros para o novo período regulatório, que atualizará um conjunto

³⁴ A análise e justificação da revogação deste incentivo encontra-se publicada do site da ERSE, do documento “Documento justificativo da proposta de alteração do RQS dos setores elétrico e do gás natural”.

alargado de aspetos que se mantêm inalterados desde o início da aplicação do mecanismo, designadamente de modo a adequá-lo à realidade atual da atividade de transporte de energia elétrica.

A análise dos custos diretos externos de investimento das obras com transferência para exploração prevista para 2019 e 2020, que foram sujeitas à aplicação deste mecanismo, mostra diferentes comportamentos consoante o tipo de obras:

- nas subestações, os custos diretos externos previstos pela REN são inferiores aos respetivos custos de referência para a maioria das obras, refletindo uma expectativa de realização eficiente destes investimentos à luz do mecanismo;
- 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 2019, o que não acontece nas obras previstas transferir para exploração em 2020.

Estas previsões dos custos diretos externos de execução das obras foram considerados pela ERSE no cálculo dos rácios C_{ref}/C_{real} por obra relativos a 2019 e 2020, 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 2020 os valores por obra determinados pela ERSE, tendo por base: (i) a caracterização técnica do investimento previsto que foi disponibilizada pela REN; (ii) os processos de atualização e de eficiência de custos previstos no mecanismo de custos de referência; (iii) os valores mais recentes dos índices de atualização de custos³⁵, e (iv) os parâmetros definidos pela ERSE para o período regulatório de 2018 a 2020.

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

³⁵ Para o índice de preços na produção industrial no mercado interno (Bruto, Bens de Investimento) foi considerada a informação disponibilizada no Portal do INE até 30 de novembro de 2019, que disponibiliza este índice até ao mês de outubro de 2019. Os restantes índices de atualização dos custos de referência, designadamente do aço, do cobre, do alumínio e do gasóleo, que são disponibilizados pela Agoria (Fédération de l'industrie Technologique, Bélgica), encontram-se atualizados até julho de 2019

encargos de estrutura e gestão, a Diretiva n.º 3/2015, de 29 de janeiro, contempla 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 2020 foi calculada à taxa com prémio.

Quadro 4-26 - Imobilizado a custos de referência relativo a investimento transferido para exploração em 2019 e 2020

Unidade: 10³ EUR

	2019	2020
Imobilizado aceite a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	29 084	145 903
Subestações	26 930	76 513
Linhas	2 154	69 390

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). Para além de manter os benefícios associados ao diferimento de investimentos de substituição de ativos totalmente amortizados, que ainda exibem um desempenho funcional adequado, este incentivo visou dar ao operador da RNT uma maior flexibilidade nas decisões de investimento e na escolha do melhor equilíbrio entre ativos novos e ativos existentes. Adicionalmente, o incentivo I_{REI} é tecnologicamente neutro e estimula a otimização de indicadores de desempenho funcional da RNT, os quais afetam diretamente o valor do incentivo recebido pela empresa.

Para o ano de 2020, o montante previsional determinado pela ERSE para este incentivo é de 25 milhões de euros, calculado para um desempenho funcional intermédio da RNT³⁶, de acordo com o quadro seguinte.

³⁶ O desempenho funcional da RNT para efeitos de cálculo do I_{REI} é medido por indicador definido pela ERSE para o período regulatório de 2018 a 2020, de acordo com o ponto 2.2 do documento “Parâmetros de regulação para o período 2018-2020”. No cálculo deste indicador são considerados outros indicadores intermédios associados à disponibilidade dos elementos da RNT, à qualidade de serviço e à capacidade de interligação disponível para trocas comerciais.

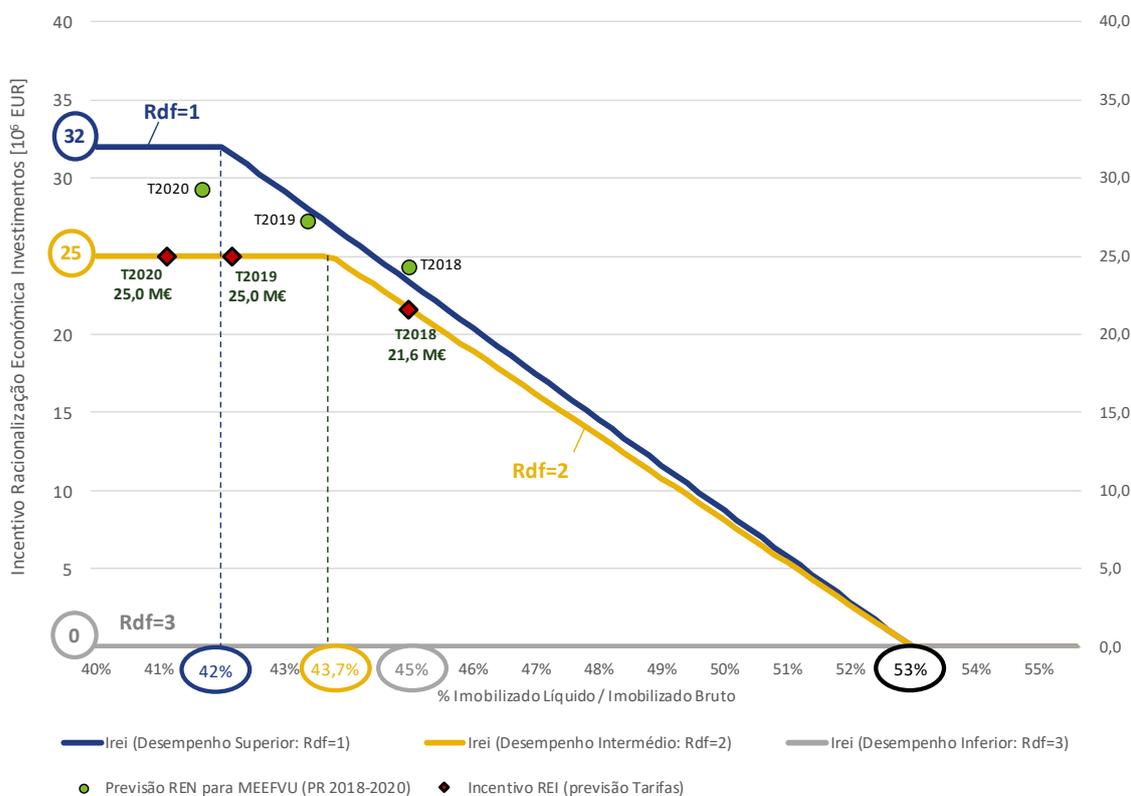
Quadro 4-27 – Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

Unid: 10³ EUR

		Tarifas 2019	Tarifas 2020
Ativo Bruto	Início do ano	4 569	4 745
	Fim do ano	4 745	4 937
	ActBruto_{URT} (valor médio)	4 657	4 841
Ativo Líquido	Início do ano	1 965	1 966
	Fim do ano	1 966	2 022
	Act_{URT} (valor médio)	1 966	1 994
Pact (ActLiq/ActBrt)		42,2%	41,2%
Rdf		2	2
Incentivo I_{REI}		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 2020 é de 4,88%. 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 5,63%.

Os proveitos permitidos de 2020 incluem o ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2019, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração de 2019, conforme se pode observar no capítulo 4.2.2.2.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE TRANSPORTE DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2020

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 4-28.

Quadro 4-28 - Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2019	Tarifas 2020
A	Custos de exploração [(1) + (2) x (3) + (4) x (5)]	30 098	30 185
1	Componente de custos de exploração	29 967	29 986
2	Custo incremental associado à extensão de rede	398	398
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	93	187
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações	5 063	5 064
5	Variação do número de painéis de subestações	19	25
B	Custos com capital [(7) + (8)]	224 732	221 211
7	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(a) + (b) x (c) - (d)]	106 092	105 429
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	65 541	63 912
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	931 572	930 327
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,17	4,88
d	Ajustamento t-1 CAPEX	7 578	3 909
8	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(e) + (f) x (g) - (h)]	118 640	115 782
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	59 542	61 090
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 146 035	1 113 183
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	5,92	5,63
h	Ajustamento t-1 CAPEX	8 707	8 011
C	Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos	25 000	25 000
D	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	7 472	7 472
E	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	0	750
F	Custos de natureza ambiental	0	0
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	4 114	10 768
H	Proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica [A + B + C + D + E + F - G]	283 188	273 850

A redução verificada dos proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica face ao ano anterior decorre de um conjunto de efeitos, dos quais se destacam a redução do valor do custo do capital, quer por efeito da redução da taxa de remuneração, quer por via da redução do valor do ativo líquido a remunerar e também do aumento da componente de ajustamentos de t-2.

Feita a avaliação do conjunto da informação recebida em 2019 do operador da RNT relativa aos investimentos no edifício sede, constatou-se que nenhum elemento novo foi trazido por esta empresa face à informação que já tinha apresentado em 2018, e que tinha levado a ERSE a não aceitar, no cálculo dos

proveitos permitidos para as tarifas de 2019, os investimentos no edifício sede realizados entre 2015 e 2017 e previstos realizar até 2019.

Em particular, a informação enviada este ano pelo operador da RNT continua a não permitir avaliar os benefícios, os custos evitados, nem as alternativas à realização desses investimentos. Acresce que a informação recebida confirma que os investimentos em causa não estão incluídos em nenhum grupo de investimentos que integram o PDIRT-E 2017, aprovado já em 2019 pelo Estado concedente.

Assim, em coerência com a prática seguida pela ERSE sobre esta questão, os investimentos no edifício sede realizados em 2018 e previstos realizar até 2020 não serão considerados no cálculo dos proveitos permitidos do operador da RNT subjacentes às tarifas 2020.

Registe-se que a última informação apresentada pelo operador da RNT foi recebida coetaneamente com o processo de finalização da proposta de tarifas para 2020 submetida ao conselho tarifário, pelo que não foi possível considerá-la nessa proposta.

Finalmente, recorde-se que foi aprovada por Despacho do Secretário de Estado da Energia, de 20 de setembro de 2019, a proposta do operador da RNT para construção de uma nova sede no Complexo de Sacavém, com migração dos serviços de supervisão 24h para o Edifício C deste Complexo de Sacavém e a alienação do Edifício Sede do n.º 55 da Av. Estados Unidos da América.

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. Deste modo, enquanto pelo menos um destes troços não for transferido para exploração, o ativo respeitante a esta linha não será considerado na base de ativos regulada.

Relativamente à linha Ponte de Lima-Vila Nova de Famalicão, a sua transferência para exploração ocorreria até dezembro de 2019, de acordo com a informação previsional da REN para as tarifas de 2020. No entanto, é do conhecimento público que o Tribunal Administrativo e Fiscal de Braga aceitou uma providência cautelar interposta pela Câmara Municipal de Barcelos para suspensão imediata das obras de construção da linha de 400kV entre a subestação de Vila Nova de Famalicão e o futuro Posto de corte de Ponte de Lima, que atravessará o território deste município. A ERSE entende que este processo judicial levará a um

atraso substancial na transferência para exploração desta linha, tendo decidido não aceitar o ativo correspondente nos valores previsionais dos ativos regulados do ano de 2020, ao abrigo do artigo 26.º do Regulamento de Acesso às Redes e Interligações.

Consequentemente, por não se aceitar no exercício tarifário de 2020 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.

4.2.2.2 AJUSTAMENTOS

De acordo com o artigo 95.º do Regulamento Tarifário em vigor, os proveitos a proporcionar em 2020 à entidade concessionária da RNT, na atividade de Transporte de Energia Elétrica, são ajustados pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2018 e os que resultam da aplicação das respetivas fórmulas de ajustamentos definidas nos artigos anteriormente referidos, com base nos valores verificados em 2018.

O ajustamento dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica em 2018 encontra-se calculado no Quadro 4-29. Neste quadro pode-se observar que o valor do ajustamento é de 10,786 milhões de euros, a devolver ao sistema. Para este montante contribuiu a diferença entre os proveitos faturados da atividade de Transporte de Energia Elétrica, de 327,8 milhões de euros (linha I), e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, de 300,9 milhões de euros (linha H), no qual está subjacente uma diferença de -18 milhões de euros entre o valor previsto e o valor verificado em 2018 para a rubrica de custos com o capital. Em sentido contrário, verificou-se um desvio dos custos com o Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos, no montante de 2,6 milhões de euros.

Quadro 4-29 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade TEE em 2018

		Unidade 10 ³ EUR	
		2018	Tarifas 2018
		10 ³ EUR	10 ³ EUR
$A = 1 + (2 \cdot 3 / 1000) + (4 \cdot 5 / 1000)$	Custos de exploração	29 947	30 072
1	Componente de custos de exploração	29 905	29 905
2	Custo incremental associado à extensão de rede (€/km)	398	398
3	Variação da extensão de rede, em quilómetros	22	128
4	Custo incremental associado aos painéis de subestações (€/ painel)	5 067	5 067
5	Variação do n.º de painéis de subestações	7	23
$B = 6 + 7$	Custos com capital	238 911	257 119
$6 = a + b \cdot c \cdot d$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	117 685	126 362
a	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	66 963	72 551
b	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	929 034	928 872
c	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,17%	5,50%
d	Ajustamento t-1 CAPEX	-2 723	-2 723
$7 = e + f \cdot g \cdot h$	Custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	121 227	130 758
e	Amortizações dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	56 596	58 137
f	Valor médio dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 123 240	1 191 138
g	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	5,92%	6,25%
h	Ajustamento t-1 CAPEX	1 825	1 825
C	Incentivo à Racionalização Económica dos Investimentos	24 179	21 593
D	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	7 472	7 472
E	Valor da compensação entre operadores das redes de transporte	460	0
F	Custos com compensações sociais e ambientais	301	0
G	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	389	389
$H = A + B + C + D + E + F - G$	Proveitos permitidos da actividade de Transporte de Energia Elétrica	300 880	315 868
I	Proveitos faturados da actividade de Transporte de Energia Elétrica por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte	327 815	
$12 = I - H$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos	26 934	
$J = 12 \cdot (1+m) \cdot (1+n)$	Diferença entre os proveitos faturados e os proveitos permitidos atualizado para t	27 100	
K	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a t-2	0	
$L = J - K$	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	27 100	
m	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários do ano t-2 + spread	0,327%	
n	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de t-1 + spread	0,289%	
tcr	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, relativo ao ano t-1	7 578	
tcref	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital referente a ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência, relativo ao ano t-1	8 707	
$O = L - tcr \cdot (1+m) - tcref \cdot (1+n)$	Ajustamento em t, dos proveitos da atividade de Transporte de Energia Elétrica faturados em t-2	10 768	

CUSTOS OPERACIONAIS DE EXPLORAÇÃO E CUSTOS INCREMENTAIS

Para o período regulatório 2018-2020 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 2020 o valor a considerar de perdas atuariais para a atividade de TEE é de 7,472 milhões de euros.

O Quadro 4-30 abaixo apresenta os parâmetros definidos para o período regulatório 2018-2020.

Quadro 4-30 - Custos de exploração e custos incrementais da atividade de TEE

TEE	2018	2019	2020
Componente fixa (milhares de EUR)	29 905		
Fator de eficiência custos operacionais		1,50%	1,50%
Custos incrementais por km de rede (EUR/km rede)	398,33075		
Fator de eficiência km de rede		1,50%	1,50%
Custos incrementais por nº de painéis (EUR/painel)	5 067,10631		
Fator de eficiência n.º de painéis		1,50%	1,50%

Os valores dos custos de exploração para 2020 resultantes da aplicação do mecanismo de custos incrementais atrás referidos são apresentados no quadro *infra*.

Quadro 4-31 - Cálculo dos custos incrementais em Tarifas de 2020

		T2019	T2020	Variação (T2020 - T2019) / (T2019)
(1)	Componente fixa (10 ³ EUR)	29 967	29 986	0,06%
	IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre)	1,43%	1,51%	
	Fator de eficiência (%)		1,50%	
(2)	Custos incrementais por km de rede (EUR/km)	398	398	0,01%
	Fator de eficiência km de rede (%)	1,5%	1,5%	
(3)	Variação dos km de rede (valor médio do ano) (km)	93	187	101,44%
(4)	Custos incrementais por por painel de subestação (EUR/painel)	5 063	5 064	0,01%
	Fator de eficiência por painel de subestação (%)	1,5%	1,5%	
(5)	Variação do n.º de painéis (valor médio do ano)	19	25	32,43%
	Custos de exploração [(1)+(2)x(3)/1000+(4)x(5)/1000]	30 098	30 185	0,29%

VALORIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS A CUSTOS DE REFERÊNCIA

A valorização a custos de referência dos investimentos transferidos para exploração em 2018 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 2018, 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 2018, 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 4-32 resume os resultados da aplicação do mecanismo de custos de referência aos investimentos na RNT transferidos para exploração em 2018.

Quadro 4-32 - Impacte da aplicação do mecanismo na base de ativos em 2018

	Custo real 10 ³ EUR			
Imobilizado sujeito à aplicação do mecanismo de custos de referência	32 502			
Subestações	23 550			
Linhas	8 952			
	Custo real 10 ³ EUR	% c/ prémio após aplicação do mecanismo	Custo de referência 10 ³ EUR	Δ % Custo Referência / Real
Imobilizado a custos de referência c/ prémio na taxa de remuneração	24 302	74,8%	25 048	3,1%
Subestações	20 856	88,6%	21 400	2,6%
Linhas	3 446	38,5%	3 648	5,9%

Fonte: ERSE, REN

INCENTIVO À RACIONALIZAÇÃO ECONÓMICA DOS INVESTIMENTOS DA RNT

O montante definitivo em 2018 do incentivo à racionalização económica dos investimentos determinado pela ERSE é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-33 – Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT

		2018 real	Tarifas 2018	Diferença 2018-Tarifas 2018	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
Ativo Bruto	Início do ano	4 525	4 566	-41	-0,91%
	Fim do ano	4 569	4 702	-133	-2,83%
	ActBruto_{URT} (valor médio)	4 547	4 634	-87	-1,88%
Ativo Líquido	Início do ano	2 040	2 080	-41	-1,95%
	Fim do ano	1 965	2 091	-125	-5,99%
	Act_{URT} (valor médio)	2 003	2 085	-83	-3,97%
Pact (ActLiq/ActBrt)		44,0%	45,0%		-0,96 p.p.
Rdf		2	2		
Incentivo I_{REI}		24 179	21 593	2 586	11,97%

A diferença do valor real do incentivo face ao valor previsto nas tarifas de 2018 decorre da alteração do indutor deste mecanismo, o rácio entre o ativo líquido e o ativo bruto, devido a uma menor transferência para exploração de ativos em 2018 do que o previsto.

TAXA DE REMUNERAÇÃO

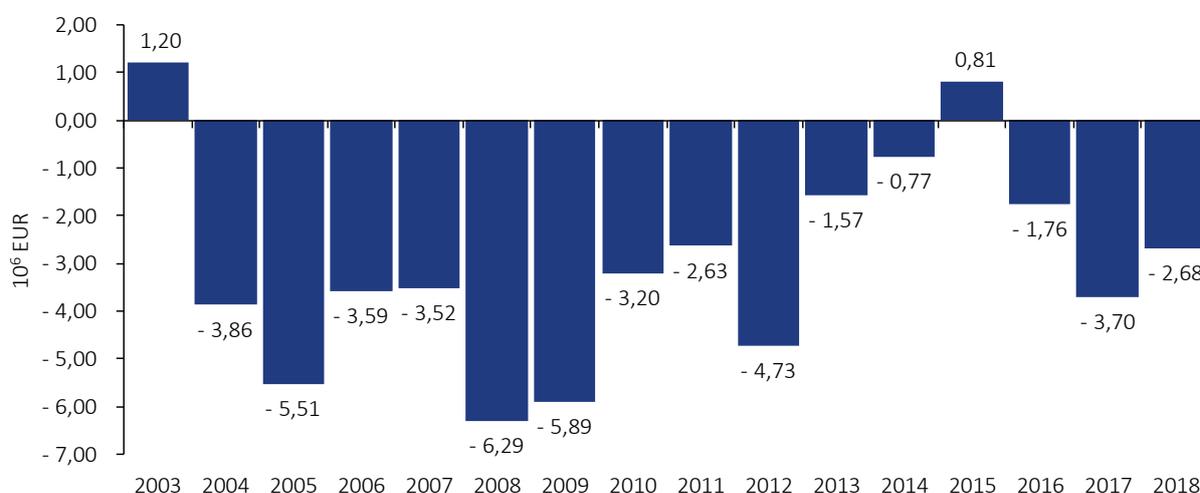
Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das Obrigações do Tesouro a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro do mês de setembro do ano de aplicação da taxa. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2018 foi de 5,50% para remunerar os ativos valorizados a custos reais da TEE e de 6,25% 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 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 vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2018, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2019, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2018.

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 2003 e 2015, anos em que registou situações de recebedora, conforme se pode observar na Figura 4-10. O montante pago pela REN em 2018 ascendeu a 2,68 milhões de euros.

Figura 4-10 - Compensação entre TSO



Fonte: REN

A receita associada ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal - Espanha em 2017 atingiu 2,54 milhões de euros aos quais foram deduzidos 352 milhares de euros resultantes de *Financial Transaction Rights*. O saldo remanescente em 31 de dezembro foi de 2,22 milhões de euros, que inclui o saldo das ações coordenadas de balanço Serviços de Sistema.

ACERTO PROVISÓRIO NO CAPEX DE 2019

Foi realizado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2019 da TEE, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa para 2019. O valor referente ao ajustamento do CAPEX de t-1, de 11,9 milhões de euros a devolver aos consumidores, é apresentado no quadro infra, resultando de um menor valor de gastos com amortizações e de uma menor taxa de remuneração para 2019 (4,88% contra 5,17%) comparativamente com o previsto em tarifas de 2019.

Quadro 4-34 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2019 da TEE

		Unidade 10 ³ EUR	
		T2019	T2020
	Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica previsto no ano T-2 para tarifas de T-1	Tarifas 2018	Tarifas 2019
1	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(1) = (2) + (3) * (4)]	123 638	113 670
2	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	72 551	65 541
3	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	928 872	931 572
4	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,50%	5,17%
5	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(5) = (6) + (7) * (8)]	132 583	127 347
6	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	58 137	59 542
7	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 191 138	1 146 035
8	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	6,25%	5,92%
	Valor do custo com capital da atividade de Transporte de Energia Eléctrica estimado no ano T-1 para o ano T-1	2018 em 2018	2019 em 2019
9	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais [(9) = (10) + (11) * (12)]	116 084	109 772
10	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	67 388	64 705
11	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	942 539	922 991
12	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais	5,17%	4,88%
13	Custo com capital referente a activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência [(13) = (14) + (15) * (16)]	123 904	119 359
14	Amortizações dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	56 709	57 896
15	Valor médio dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	1 135 714	1 091 178
16	Taxa de remuneração dos activos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos de referência	5,92%	5,63%
17	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários entre 1/01 e 15/11 de T-1	-0,178%	-0,211%
18	Spread no ano t-1	0,500%	0,500%
19 = [(1 + 5 - 9 - 13) * (1 + (17 + 18))]	Ajustamento provisório t-1 do Custo com Capital da Atividade de Transporte de Energia Eléctrica	16 285	11 920

4.3 ATIVIDADE DESENVOLVIDA PELO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

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

Nesses termos, a ADENE começou a desenvolver desde 2018, a atividade de OLMC para os setores eléctrico e do gás natural.

Com a liberalização do mercado eléctrico 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 a de colaborar 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. Este nível de custos 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 2020, 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 2019

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 4-35.

Quadro 4-35 - Proveitos permitidos e ajustamentos na atividade de Operação Logística de Mudança de Comercializador

		Unidade: 10 ³ EUR			
		Tarifas 2018	2018	Tarifas 2019	Tarifas 2020
A	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano t	1 180	1 180	1 197	1 215
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)	1 180	1 180	1 197	1 198
E	Valor faturado no ano t-2, por aplicação da tarifa de OLMC às entregas a clientes	1 198			
F = E - D	Desvio do ano	18			
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-1} + \text{spread}$	0,289%			
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, $_{t-2} + \text{spread}$	0,327%			
G = F * (1+i_{t-2})(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 2018 os proveitos permitidos previstos em 2017, o ajustamento de 2018 constante das tarifas de 2020 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 EDP Distribuição 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 2018-2020, 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 EDP Distribuição 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 racionalidade económica no aprovisionamento do CUR.

O volume de aquisição de energia elétrica à PRE por parte do CUR já era de tal modo importante antes de 2011 que, em certos momentos, tornava residual a necessidade de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR. Esta situação provocava uma grande volatilidade na gestão das quantidades a curto prazo, que impossibilitava a implementação de qualquer estratégia de aquisição de energia elétrica ajustada ao horizonte temporal de definição das tarifas.

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

O diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial incorporado nos proveitos de 2020 inclui:

- a) diferencial de custo do próprio ano;
- b) os custos de funcionamento³⁷ 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 de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto;
- 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 2018 e a 2019.

³⁷ As dúvidas levantadas relativamente à razoabilidade económica dos custos de exploração previstos pela SU Eletricidade com esta função, justificaram a revisão em baixo dessas previsões em 2,058 milhões de euros.

Quadro 4-36 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2019	Tarifas 2020
A	Diferencial de custo com a aquisição da PRE ¹ [(1)-(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)-(8)-(9)-(10)]	552 167	832 877
1	Compras	1 619 688	1 576 527
2	Vendas	878 016	831 768
3	Outros custos	7 807	7 640
4	Custos de funcionamento	3 491	3 404
5	Ajustamento t-1	98 031	-116 099
6	Ajustamento t-2	-177 245	-2 282
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	280 761	268 654
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor	519 777	253 769
9	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	41 000	56 192
B	Diferencial de custo com a aquisição da PRE ² [(10)-(11)+(12)+(13)-(14)-(15)+(16)]	463 777	427 287
10	Compras	681 481	628 212
11	Vendas	350 950	339 246
12	Outros custos	2 954	2 938
13	Custos de funcionamento	3 491	3 404
14	Ajustamento t-1	-14 531	-33 326
15	Ajustamento t-2	-21 064	9 178
16	Alisamento quinquenal - artº 73º A	91 205	107 831
A+B	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia da PRE	1 015 944	1 260 164

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 – (Alisamento quinquenal)

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.

Esta transferência intertemporal de proveitos é compensada por uma taxa de juro correspondente à taxa de remuneração, cuja metodologia é 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 seguinte apresenta o impacto do valor diferido referente a proveitos permitidos de 2020 e os respetivos juros no período quinquenal.

Quadro 4-37 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2020

Unidade 10³ EUR

	Diferimento PRE					
	T2020	T2021	T2022	T2023	T2024	Total
PRE ¹⁽¹⁾						
anuidade	298 464	140 024	140 024	140 024	140 024	858 560
Amortização capital ⁽²⁾	293 765	136 957	137 717	138 482	139 251	846 172
juros	4 699	3 068	2 307	1 542	773	12 389
valor a abater aos pp ⁽³⁾	552 407					
Alisamento quinquenal	-552 407	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
PRE ²⁽⁴⁾						
anuidade	112 251	52 522	52 522	52 522	52 522	322 341
Amortização capital ⁽²⁾	110 487	51 372	51 657	51 944	52 232	317 692
juros	1 764	1 151	865	578	290	4 649
valor a abater aos pp ⁽³⁾	207 205					
Alisamento quinquenal	-207 205	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

Notas: PRE ¹⁽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 2020

Valor a abater aos pp ⁽³⁾ - Valor a 31 de dezembro de 2020

PRE ²⁽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 com o efeito acumulado dos diferimentos dos diferenciais de custo da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2016 até 2020 e respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

Quadro 4-38 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2016 a 2020 nos proveitos permitidos de 2020 a 2024

	Unidade 10 ³ EUR				
	Diferimento PRE				
	T2020	T2021	T2022	T2023	T2024
PRE^{1 (1)}					
anuidade	1 119 524	771 220	462 204	300 445	140 024
Amortização capital	1 085 466	752 545	454 041	297 154	139 251
juros	34 058	18 674	8 163	3 291	773
Alisamento quinquenal	268 654	N/A	N/A	N/A	N/A
PRE^{2 (2)}					
anuidade	427 287	232 165	195 496	128 679	52 522
Amortização capital	415 047	225 925	191 998	127 270	52 232
juros	12 240	6 240	3 499	1 409	290
Alisamento quinquenal	107 831	N/A	N/A	N/A	N/A

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

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

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

Para os proveitos permitidos de 2020 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 de gases com efeito estufa que revertem para o SEN, com o enquadramento legal estabelecido pelo Decreto-Lei n.º 256/2012, de 29 de novembro, pelo Decreto-Lei n.º 38/2013, de 15 de março e pela Portaria n.º 3-A/2014, de 7 de janeiro e mais recentemente pelo Decreto-Lei n.º 10/2019, de 18 de janeiro. O montante que a ERSE prevê que venha a reverter para o SEN em 2020 situa-se em 149,7 milhões de euros;
- previsão da compensação anual dos produtores eólicos, destinada a contribuir para a sustentabilidade do SEN, resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial, nos

termos do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. Para 2020 prevê-se um montante de 27,4 milhões de euros;

- previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE em linha com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Ação Climática e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais. O montante considerado para 2020 é cerca de 52 milhões de euros.
- Garantias de Origem

A Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019 veio determinar, no seu artigo 238.º os princípios de concretização do modelo de emissão e certificação das Garantias de Origem da produção de eletricidade. Nesta disposição, que altera o regime do Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, estabelece-se que compete à concessionária da RNT as competências relativas à emissão e acompanhamento das garantias e certificados de origem (EEGO).

As garantias de origem (GO) emitidas têm, por sua vez, um valor de mercado que decorre da sua utilização por entidades consumidoras de energia elétrica para efeitos de certificação de um mix predeterminado da produção elétrica subjacente a esse consumo. No caso português, não existe, atualmente, nem emissão de GO nem a sua valorização em qualquer referencial de mercado, seja organizado ou de balcão (OTC). Todavia, em conceito, as GO atribuíveis à produção renovável que beneficia de preço garantido administrativamente são passíveis de resgate para mitigação do respetivo sobrecusto.

Na estimativa de eventuais receitas que decorram (i) da implementação de um sistema de emissão de GO, (ii) da existência de um referencial de transação das mesmas e (iii) do resgate das GO relativas a produção renovável que beneficia de tarifa garantida, a ERSE toma em consideração os valores de produção estimada para o conjunto de centros electroprodutores renováveis com tarifa garantida que se utiliza na estimação do respetivo sobrecusto; e de um preço de referência que é a média aritmética simples das cotações existentes nos mercados nórdico e italiano para as GO (por tecnologia respetiva). O preço médio considerado é, assim, de 0,93 EUR/MWh para um volume global de produção em 2020 de cerca de 14,9 TWh, gerando um valor estimado de receitas de 13,9 milhões de euros.

No cálculo do referido preço médio, a ERSE empregou os seguintes pressupostos:

- 1) As cotações para o mercado nórdico são as que constam da informação de transações OTC, proveniente da *Greenfact OTC trades futures 2020* e divulgado pela Oslo Economics³⁸; para esta referência, por ausência de preços específicos, na tecnologia solar considera-se o mesmo preço da fileira eólica, na tecnologia de biogás e de RSU é considerado o preço da biomassa, e para a tecnologia das ondas o preço para a fileira hídrica;
- 2) As cotações para o mercado italiano são as que se encontram divulgadas pela GME, para os leilões efetuados em março de 2019³⁹; as tecnologias de RSU, biogás, biomassa e ondas são valorizadas neste mercado ao preço do agregado de “outras tecnologias”.

A Quadro 4-39 apresenta os valores de referência para a cotação de garantias de origem, considerando as duas citadas fontes e os respetivos pressupostos.

Quadro 4-39 – Valores de cotação de referência para GO, em 2020

Tecnologia	Preço <i>Greenfact</i>	Preço GME
Eólica	0,66 EUR/MWh	1,27 EUR/MWh
Hídrica	0,71 EUR/MWh	0,81 EUR/MWh
Biogás	0,63 EUR/MWh	0,85 EUR/MWh
Biomassa	0,63 EUR/MWh	0,85 EUR/MWh
Solar	0,66 EUR/MWh	1,11 EUR/MWh
Ondas	0,71 EUR/MWh	0,85 EUR/MWh
RSU	0,63 EUR/MWh	0,85 EUR/MWh

- Receitas de ISP e Adicionamento de CO₂

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

³⁸ Disponível em <https://www.energinorge.no/contentassets/ac0b5a4fc38b4111b9195a77737a461e/analysis-of-the-trade-in-gos.-oslo-economics.pdf>.

³⁹ Acessível em <http://www.mercatoelettrico.org/En/Esiti/GO/EsitiGOAste.aspx>.

atualmente em vigor, que decorrem da aplicação do artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019, há um faseamento de repercussão dos valores de tributação que, em 2019, é de 25% e, em 2020, de 50% dos valores decorrentes da aplicação da fórmula de cálculo da taxa expressa no Código dos Impostos Especiais de Consumo (IEC).

Por outro lado, nos termos do n.º 6 do artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, é consignado ao Sistema Elétrico Nacional o valor correspondente a 50% das receitas decorrentes da aplicação do referido regime fiscal, através do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

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

Em 2019, estima-se uma produção total proveniente das centrais térmicas a carvão de 7,70 TWh e um valor unitário de ISP aplicável no valor de 1,47 EUR/MWh, traduzindo-se num valor estimado máximo de proveitos de aproximadamente 5,6 milhões de euros, correspondente a 50% das receitas de ISP.

Em 2020, estima-se uma produção total proveniente das centrais térmicas a carvão de 7,39 TWh e um valor unitário de ISP aplicável no valor de 2,95 EUR/MWh, traduzindo-se num valor estimado máximo de proveitos de aproximadamente 10,9 milhões de euros, correspondente a 50% das receitas de ISP.

Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013

O Decreto-Lei n.º 74/2019, de 4 de junho, estabelece o regime legal para criação de um mecanismo regulatório tendente a assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade em Portugal, com incidência na componente de custos de interesse económico geral (CIEG) da tarifa de Uso Global do Sistema.

Este diploma determina igualmente que os CIEG são suportados pelos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida, sempre que se concluir que a existência de distorções provocadas por eventos externos implique um aumento dos preços médios de eletricidade no mercado grossista e proporcione benefícios não esperados nem expectáveis para os produtores.

Com a publicação do Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto, foi concretizada a primeira alteração àquele diploma, que contempla a possibilidade de ajustar a incidência do evento extramercado à tecnologia de produção de eletricidade sobre a qual incide, assegurando-se deste modo uma aplicação dirigida, que evita as distorções da aplicação indiferenciada sobre todos os produtores e também a possibilidade de aplicação de um pagamento por conta, que mitiga temporalmente o desfasamento que ocorre entre a verificação do evento extramercado e a respetiva compensação tarifária, para além de aclarar o âmbito de abrangência de aplicação aos centros electroprodutores do referido mecanismo de equilíbrio concorrencial, designadamente as centrais com CMEC que se encontrem dentro do período da revisibilidade final, no âmbito do Decreto-Lei n.º 240/2004, de 27 de dezembro.

Com a publicação da Portaria n.º 282/2019, de 30 de agosto⁴⁰, 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 2018, e ao abrigo das disposições transitórias da Portaria n.º 282/2019, a ERSE deu cumprimento ao prazo estabelecido de 15 dias contados da data de entrada em vigor da referida Portaria para a remessa do estudo ao Secretário de Estado da Energia.

Mais se deve referir a respeito do ano de 2018 – a que reporta o estudo remetido ao Governo – que o regime legal estabelecido no Decreto-Lei n.º 104/2019, de 9 de agosto determina, na redação das suas disposições transitórias (n.º 3 do artigo 4.º) que os “(...) valores aplicados em 2018 não são sujeitos a

⁴⁰ 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.

qualquer ajustamento, sem prejuízo da concretização do estudo da ERSE para esse ano (...).” Neste contexto, entendeu a ERSE que o estudo referido a 2018, por um lado, não se integra na tramitação corrente definida na Portaria n.º 282/2019 e, por outro lado, não produz qualquer consequência nos valores a aplicar em 2018, que são os que decorreram de despachos previamente publicados.

APLICAÇÃO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013 EM 2018 E EM 2019

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

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

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

Para os anos de 2018 e 2019, além dos factos atrás descritos sobre a organização e metodologia decorrentes do Decreto-Lei n.º 104/2019, deve tomar-se em consideração a aprovação em Espanha de medidas urgentes para prevenir a subida do preço da eletricidade. Estas medidas, publicadas através do Real Decreto-ley 15/2018, a 6 de outubro, compreendem a suspensão temporária, durante um período de 6 meses (último trimestre de 2018 e primeiro trimestre de 2019), do imposto sobre a produção de energia elétrica e a aplicação de um regime de isenção no imposto sobre hidrocarbonetos (carvão e gás natural) na produção de energia elétrica. Daqui decorre que, durante o período da mencionada suspensão do regime fiscal até aqui vigente em Espanha, o efeito de evento extramercado como tal deve ser considerado inexistente (por inexistência do próprio evento). Os valores de faturação aos produtores abrangidos nos

anos de 2018 e 2019 tem, por consequência, a consideração desses períodos de suspensão (e de ausência de valores faturados).

O Despacho n.º 8521/2019 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 que haviam sido suspensas por um período de 6 meses, a contar de 1 de outubro de 2018, e identificou a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos utilizados na produção de eletricidade (ISP), prevista no artigo 283.º da Lei n.º 71/2018, de 31 de dezembro, que aprovou o Orçamento de Estado para 2019, como evento extramercado interno ao SEN que afeta, exclusivamente, os centros electroprodutores a carvão em Portugal. Este mesmo despacho veio ainda outorgar a proposta da ERSE na definição do valor de pagamento por conta, diferenciado por tecnologia, a aplicar aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial. Assim, é determinada a existência até final de 2019 de um valor do pagamento por conta de 2,71 EUR/MWh, aplicável às centrais a carvão, e de 4,18 EUR/MWh para as restantes tecnologias.

Com a consideração de um valor nulo de faturação durante o 1.º trimestre de 2019 e a aplicação de um valor unitário de 4,75 EUR/MWh, aplicável a todas as tecnologias até à data em vigor do Despacho n.º 8521/2019, e tendo em consideração a produtividade estimada⁴¹ do carvão de 4,49 TWh e uma produtividade estimada das outras tecnologias⁴² abrangidas pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial, que inclui as centrais com CMEC, de 5,98 TWh, resulta num valor estimado máximo de proveitos de aproximadamente 40 milhões de euros.

Para o ano de 2020 e para efeitos de definição do valor estimado de proveitos, a ERSE toma em consideração o valor de pagamento por conta para 2019, que, na presente data, constitui a melhor estimativa do que vier a ser definido para 2020 (em Despacho do membro do Governo responsável pela área da energia até 31 de dezembro de 2019). Ainda assim, a ERSE considera, nesta estimativa, a evolução do impacto unitário do ISP aplicável à produção de eletricidade proveniente das centrais a carvão. Assim,

⁴¹ Para efeitos da estimação da produtividade 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 2019 e 2020, tendo em consideração, para o ano de 2019, os dados reais de produção entre janeiro e julho deste ano.

⁴² No caso da tecnologia hídrica, além do critério mencionado na nota de rodapé anterior, aplica-se, na produção estimada, os valores líquidos de bombagem.

os valores unitários previsionais para 2020 são de 1,23 EUR/MWh para as centrais a carvão e de 4,18 EUR/MWh para todos os restantes centros electroprodutores abrangidos.

No que respeita a volumes de produção abrangidos, e considerando os mesmos critérios atrás expostos quanto à utilização das produções estimadas no âmbito do estudo para a revisibilidade final, em 2020 atinge-se uma produtividade estimada do carvão de 5,64 TWh e uma produtividade estimada das outras tecnologias abrangidas pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial de 11,78 TWh. Daqui resulta um valor estimado de proveitos recuperados com o mecanismo de aproximadamente 56 milhões de euros.

Como elemento final, importa lembrar que os valores de proveitos atrás mencionados, em base previsional, são objeto de ajustamento para valores reais com a consumação dos respetivos estudos de 2019 e de 2020, nos termos do que estabelece a Portaria n.º 282/2019.

AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 4-40 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2020 que, de seguida, são descritos:

- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2016 com término em 2020. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, à CGD, ao Santander, à Tagus, ao BPI 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.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017. O saldo em dívida em 2020, referente a este diferimento é de 339,3 milhões de euros. 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.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015,

de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. O saldo em dívida em 2020, referente a este diferimento é de 447,1 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.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019. O saldo em dívida em 2020, referente a este diferimento é de 694,4 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, no montante de 759,6 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 quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho de 2011, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de Agosto ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2020;
- 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 2020, referente a estes défices, é de 516,3 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 4-40 - Amortização e juros da dívida tarifária

	Unidade: EUR				
	Saldo em dívida em 2019	Juros 2020	Amortização e regularização 2020	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2020	Saldo em dívida em 2020
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	318 132 171	7 125 842	318 132 171	325 258 013	0
EDP Serviço Universal	7 612 994	170 523	7 612 994	7 783 517	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	25 356 222	567 954	25 356 222	25 924 176	0
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	37 601 351	842 233	37 601 351	38 443 584	0
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	50 221 258	1 124 906	50 221 258	51 346 164	0
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	152 258 694	3 410 442	152 258 694	155 669 136	0
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	25 628 581	574 055	25 628 581	26 202 636	0
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2016	19 453 071	435 729	19 453 071	19 888 800	0
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	672 365 466	12 629 713	333 054 684	345 684 396	339 310 783
EDP Serviço Universal	1	0	0	0	0
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	48 760 433	915 916	24 153 368	25 069 284	24 607 065
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	35 565 401	668 060	17 617 240	18 285 300	17 948 162
Banco Popular					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	23 925 722	449 421	11 851 551	12 300 972	12 074 171
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	36 570 319	686 937	18 115 023	18 801 960	18 455 296
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	77 974 979	1 464 682	38 624 726	40 089 408	39 350 253
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	12 311 110	231 252	6 098 280	6 329 532	6 212 830
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	48 760 456	915 916	24 153 380	25 069 296	24 607 077
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	49 463 654	929 125	24 501 707	25 430 832	24 961 947
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	17 782 689	334 030	8 808 614	9 142 644	8 974 075
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	294 576 657	5 533 328	145 917 868	151 451 196	148 658 789
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2017	26 674 045	501 045	13 212 927	13 713 972	13 461 118
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	665 766 378	9 932 569	218 643 955	228 576 524	447 122 423
EDP Serviço Universal	7 327 770	109 323	2 406 509	2 515 832	4 921 261
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	484 343 895	7 225 927	159 063 101	166 289 028	325 280 794
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	50 294 047	750 337	16 517 039	17 267 376	33 777 008
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	67 058 717	1 000 449	22 022 715	23 023 164	45 036 002
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	23 212 607	346 309	7 623 239	7 969 548	15 589 368
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2018	33 529 341	500 224	11 011 352	11 511 576	22 517 989
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	920 802 886	10 147 248	226 430 256	236 577 504	694 372 631
EDP Serviço Universal	1 721 729	18 973	423 382	442 356	1 298 347
CGD					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	109 098 428	1 202 265	26 827 875	28 030 140	82 270 553
Santander					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	108 252 626	1 192 944	26 619 888	27 812 832	81 632 738
BPI					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	76 115 168	838 789	18 717 119	19 555 908	57 398 050
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	32 983 260	363 476	8 110 756	8 474 232	24 872 503
BCP					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	109 098 428	1 202 265	26 827 875	28 030 140	82 270 553
BBVA					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	71 886 530	792 190	17 677 274	18 469 464	54 209 255
Tagus					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2019	411 646 717	4 536 347	101 226 085	105 762 432	310 420 632
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020 ¹⁾					759 611 401
Tagus, SA	640 271 224	10 276 353	124 009 147	134 285 500	516 262 077
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	474 005 166	7 607 783	91 806 369	99 414 152	382 198 797
Sobrecusto da PRE 2009	166 266 058	2 668 570	32 202 778	34 871 348	134 063 280
Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008	0	-265 455	0	-265 455	0
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009	0	-265 455		-265 455	0
Total	3 217 338 124	49 846 270	1 220 270 212	1 270 116 481	2 756 679 313

Notas:

¹⁾ O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2020 é de 1 163,9 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 2018 e estimados para 2019, 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 discriminados na função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR apresentada no capítulo 4.5.1.

CRÉDITO AOS CONSUMIDORES

Tendo sido apurada existência de créditos a favor dos consumidores, sem que estes tenham reclamado o seu reembolso, a ERSE emitiu aos comercializadores de último recurso a Instrução n.º 04/2018, de 13 de setembro relativa à devolução dos créditos dos consumidores de energia elétrica.

A ERSE, no âmbito da sua competência em matéria de regulação económica da atividade de comercialização de último recurso, entendeu que caso os consumidores titulares de direito de crédito não o tenham reclamado, no prazo de 5 anos desde a sua comunicação, junto dos comercializadores de último recurso de eletricidade, devem esses créditos ser repercutidos nas tarifas suportadas por todos os consumidores de energia elétrica. Assim, a referida instrução prevê que a repercussão daqueles montantes em tarifas deve ser efetuada através da dedução ao proveito permitido da atividade de comercialização, sendo recuperado pelos consumidores através das tarifas de acesso na componente da UGS.

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

Os valores dos créditos “apurados após a cessação do contrato de fornecimento de energia elétrica” a incluir em tarifas de 2020⁴³, apresentados pelos CUR do Continente, da Região Autónoma dos Açores e da

⁴³ Estes montantes correspondem à diferença entre os valores considerados provisoriamente em Tarifas de 2019 e os valores reais e auditados relativos a 2012 e 2013 com referência a 31 de dezembro de 2017 e de 2018, respetivamente.

Região Autónoma da Madeira, ascendem a 4,070 milhões de euros, 1,6 milhares de euros e -1,2 milhares de euros, respetivamente.

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 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 -2,132 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 8900/2019, de 7 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.

Os custos com a tarifa social ascendem em 2020 a cerca de 108,892 milhões de euros (Continente e Regiões Autónomas). Este montante é financiado pelos centros electroprodutores do Continente, definidos no artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, com a redação dada pelo

Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro⁴⁴, 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 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.

Por ofício de 26 de novembro de 2019, a DGEG fez chegar à ERSE lista reformulada e atualizada dos produtores que financiam a tarifa social, cuja informação respeita a 2019 e 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 2020 e no cálculo dos ajustamentos provisórios respeitantes a 2019. A ausência de informação consistente no ofício da DGEG relativamente a anos anteriores, determina que a decisão de ajustamento definitivo referente ao ano de 2018 e anos anteriores seja efetuada ulteriormente com base na informação fidedigna que venha a ser recolhida, designadamente junto da daquela Direção-Geral.

A repartição do financiamento da tarifa social de 2020 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 2020 por centro electroprodutor.

⁴⁴ De acordo com o número 1 do artigo 4.º deste diploma, o financiamento dos custos com a aplicação da tarifa social incide sobre todos os titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada. De acordo com o número 4 do mesmo artigo, para este efeito, entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

**Quadro 4-41 - Financiamento da tarifa social referente a 2020
pelos produtores em regime ordinário⁴⁵**

	Tarifa Social 2020		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	10 ³ EUR
EDP Produção	9 605,9	75,8%	82 532,5
Centrais com CMEC	2 630,3	20,8%	22 599,2
Centrais com GP	1 556,7	12,3%	13 374,9
Restantes centrais	5 418,9	42,8%	46 558,4
Elecgas	845,0	6,7%	7 260,1
Restantes centrais	845,0	6,7%	7 260,1
Tejo Energia	615,2	4,9%	5 285,7
Centrais com CAE	615,2	4,9%	5 285,7
Turbogás	1 057,1	8,3%	9 082,5
Centrais com CAE	1 057,1	8,3%	9 082,5
Hidroelétrica do Guadiana	528,5	4,2%	4 540,8
Centrais com GP	259,2	2,0%	2 227,0
Restantes centrais	269,3	2,1%	2 313,8
Pebble Hydro	9,6	0,1%	82,5
Restantes centrais	9,6	0,1%	82,5
Hydrocontracting Portugal	12,6	0,1%	108,3
Restantes centrais	12,6	0,1%	108,3
Total	12 673,9	100,0%	108 892,3
Centrais com CMEC	2 630,3	20,8%	22 599,2
Centrais com CAE	1 672,3	13,2%	14 368,2
Centrais com GP	1 815,9	14,3%	15 602,0
Restantes centrais	6 555,4	51,7%	56 323,1

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

⁴⁵ 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 resulta do Despacho de 4 de outubro de 2018, foi declarada, por integração da Informação n.º 111/DSPEE/2018 da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG), *“a nulidade dos cálculos dos ajustamentos anuais dos CMEC e, conseqüentemente, dos respetivos atos homologatórios, na parte, e apenas na parte, em que ponderou o aspeto inovatório, aí identificado, relativo ao fator referente à disponibilidade das centrais em causa, nulidade que, para evitar interpretações díspares, e com os fundamentos então explanados, expressamente se declara.”*.

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

Assim, tendo os atos homologatórios anualmente praticados entre 2007 e 2014 sido declarados parcialmente nulos pelo órgão administrativo competente, nos termos dos artigos 162.º e 169.º do CPA Código do Procedimento Administrativo, ficam destruídos os efeitos por aqueles produzidos, no que respeita à remuneração pelos coeficientes de disponibilidade, no valor de 285 milhões de euros. O que

representa que os CMEC positivos, anteriormente apurados em revisibilidades anuais, ficam reduzidos quanto ao valor total apurado.

Neste contexto, tendo presente o estabelecido no Despacho de 29 de agosto de 2018, o montante em causa, de 285 milhões de euros, tem de ser devolvido aos consumidores, o que por via tarifária será feito anualmente, até ao nível que garante aos consumidores de energia elétrica a neutralidade tarifária dos pagamentos de CMEC, através das parcelas de acertos e de alisamento⁴⁶.

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.

CUSTO TOTAL COM OS CMEC

Evidenciadas as principais rubricas dos CMEC, é apresentado de seguida o valor total dos CMEC considerado nas tarifas de 2020:

- parcela fixa que inclui (i) a renda anual relativa ao valor inicial dos CMEC e (ii) os respetivos desvios de faturação;
- parcelas de acerto e de alisamento que incluem: (i) a renda anual relativa ao acerto final dos CMEC, (ii) a devolução de parte dos montantes das revisibilidades declaradas parcialmente nulas e (iii) os desvios de faturação de 2018 e de 2019.

O impacte total dos CMEC nas tarifas de 2020 ascende a cerca de -433 milhares de euros e é apresentado no quadro seguinte.

⁴⁶ Nestas parcelas não se incluem os ajustamentos de faturação que pretendem compensar desvios de faturação ocorridos.

Quadro 4-42 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2020

	Unid: 10 ³ EUR
	Ano 2020
Parcela Fixa	
Renda anual - valor inicial	67 532
Desvios faturação	-91
Parcela de Acerto	
Devolução de valores do passado	-86 480
Renda anual - ajustamento final	18 948
Desvios faturação	-71
Parcela de alisamento	
Desvios de faturação	-271
Total	-433

Apresenta-se de seguida um mapa resumo dos montantes das principais parcelas dos CMEC⁴⁷ considerados em tarifas de 2020, bem como os montantes previstos reconhecer até às tarifas de 2027⁴⁸.

Quadro 4-43 – Montantes referentes aos CMEC previstos repercutir em tarifas

	Unid: 10 ⁶ EUR					
	Valores previstos					
	T2020	T2021	T2022	T2023	...	T2027
Parcela fixa - renda valor inicial CMEC	67,5	67,5	67,5	67,5	...	67,5
Parcela de acerto - Devolução de valores do passado	-86,5	-86,5	-21,9		...	
Parcela de acerto - renda ajustamento final CMEC	18,9	18,9	18,9	18,9	...	18,9
Parcela de alisamento - revisibilidade prevista t-1					...	
Total	0,0	0,0	64,6	86,5	...	86,5

⁴⁷ Nesta análise não foram incluídas as rubricas relativas aos desvios de faturação e aos juros da revisibilidade de 2012 diferida.

⁴⁸ 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 4-44 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

			Unidade 10 ³ EUR	
			Tarifas 2019	Tarifas 2020
A		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	1 813 962	1 913 903
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	603 828	603 300
(+)		Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 015 944	1 260 164
	SPRE1t	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	832 877
	SPRE2t	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	427 287
(+)		CMEC	-78	-433
	PFCMEC,t	Parcela Fixa dos CMEC	67 287	67 441
		Renda anual - valor inicial	67 532	67 532
		Ajustamentos	-244	-91
		Renda anual - ajustamento final	0	0
		Ajustamentos	0	0
	PACMEC,t	Parcela de Acerto dos CMEC	-66 715	-67 603
		Devolução de valores do passado	-90 169	-86 480
		Juros revisibilidade 2012 diferida	0	0
		Revisibilidade 2012 - 1º pagamento	0	0
		Renda anual - ajustamento final CMEC	22 637	18 948
		Ajustamentos	817	-71
	CPCMEC,t	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0
	PÂCMEC,t	Componente de alisamento dos CMEC	-651	-271
		Ajustamentos previstos	-651	-271
		Custos com a aplicação da tarifa social		
(-)		Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-39 509	7 818
(+)	ESTpol,t	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	165 043	64 892
	CSustCVÉE,t	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	30 984	-69 128
	ESTET	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	99 484	99 414
	ESTCIEGPOLT	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	34 575	34 606
(+)		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	-8 327	-4 070
		em NT	-147	-568
		em BTE	-352	-697
		em BT	-7 827	-2 805
(+)		Sobreprojeito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-1 956	-2 132
B		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	288 055	277 457
(+)		Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	283 188	273 850
(-)		Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-4 867	-3 607
C		Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da TOLMC	1 197	1 279
(+)		Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da actividade OLMC	1 197	1 198
(-)		Diferença entre os valores faturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	0	-82
D	A + B + C	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	2 103 214	2 192 639
		Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-103 743	-102 623

Cumprе referir que, em dezembro de 2019, a EDP Distribuição recebeu da EDP Comercial um valor de 1.250 euros relativo a compensações não entregues a clientes, no âmbito de procedimento de transação em processo de contraordenação, em que era visada a EDP Comercial, após as diligências necessárias para o

efeito e findo o prazo previsto. Assim, este montante deve reverter para o SEN em conformidade com o previsto na minuta de transação do processo de contraordenação n.º 24/2018.

De acordo com os procedimentos regulatórios este montante será considerado, como receita adicional, no ajustamento de 2019 em tarifas de 2021, em conformidade com a contabilização efetuada pela EDP Distribuição.

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 2018 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 2018.

O desvio a repercutir nas tarifas de 2020, 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 2020 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 2020 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 2020 são calculadas por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2018, 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 2019, acrescida de 0,5 pontos percentuais.

O quadro seguinte sintetiza a metodologia de cálculo deste ajustamento.

Quadro 4-45 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte

Unidade: 10 ³ EUR
2018
10³ EUR

A = a + b + c + d + e + f + g + h + i - j	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	2 159 795
a	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Gestão Global do Sistema	452 349
b = (1) + (2)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	1 268 893
(1)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	784 097
(2)	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	484 796
c	Custos com a aplicação da tarifa social	-81 597
d = (3) + (4) - (5) + (6) + (7)	CMEC	362 856
(3)	Parcela Fixa dos CMEC	67 764
(4)	Parcela de Acerto dos CMEC	204 403
(5)	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0
(6)	Componente de alisamento dos CMEC (sem correção de hidraulicidade)	92 264
(7)	Correcção de hidraulicidade	-1 574
e	Défi ce tarifário de BT em 2006	0
f	Défi ce tarifário de BTN em 2007	0
g	Valor a repercutir nas tarifas resultantes de medidas de sustentabilidade	148 080
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	0
i	Sobreprovento Tarifas transitórias	-3 357
j	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-12 571
B	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da UGS	2 153 719
C	Desvio de proveitos por aplicação da Tarifa Social pelo ORD	-13 846
D = [B] - [A] - [C]	Desvio de proveitos por aplicação da TUGS pelo ORD	7 770
E = [[D x (1+i₂₀₁₈^D)] x (1+i₂₀₁₉^D)]	Ajustamento em 2020, dos proveitos da tarifa de UGS facturados em 2018	7 818
F = k - l	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da URT	303 024
k	Proveitos permitidos à REN no âmbito da actividade Transporte de Energia Eléctrica	300 256
l	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-2 768
G	Proveitos facturados pela EDP Distribuição por aplicação da URT	299 439
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TURT pelo ORD	-3 585
I = [[H x (1+i₂₀₁₈^D)] x (1+i₂₀₁₉^D)]	Ajustamento em 2020, dos proveitos da tarifa de URT facturados em 2018	-3 607
F = k - l	Proveitos a recuperar pela EDP Distribuição por aplicação da TOLMC	1 193
k	Proveitos permitidos ao OLMC no âmbito da actividade OLMC	1 193
l	Diferença entre os valores facturados pela EDP Distribuição 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 URT	1 112
H = [G] - [F]	Desvio de proveitos por aplicação da TOLMC pelo ORD	-81
I = [[H x (1+i₂₀₁₈^D)] x (1+i₂₀₁₉^D)]	Ajustamento em 2020, dos proveitos da tarifa de OLMC facturados em 2018	-82
i ₂₀₁₈ ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2018 acrescida de spread	0,327%
i ₂₀₁₉ ^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%

AJUSTAMENTO POR APLICAÇÃO DA TARIFA SOCIAL

De acordo com o n.º 6 do artigo 98.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento aos proveitos do operador da rede distribuição em Portugal Continental, por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela III da tarifa de Uso Global do Sistema, é dado pela diferença entre os montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do valor previsto da tarifa social para 2018 e o desconto efetivamente concedido pelo operador da rede de distribuição em Portugal Continental em 2018.

Este montante é atualizado para 2020 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada em 2018 acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais e da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2019, acrescida de um *spread* de 0,5 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 816 mil euros, conforme apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-46 - Ajustamento da Tarifa Social de 2018

		Unidade: 10³ 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%
$[(C) * (1+i_{2018}) * (1+i_{2019}) - D * (1+i_{2018})]$	Ajustamento em 2020 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-2	816

Por ofício de 26 de novembro de 2019, a DGEG fez chegar à ERSE lista reformulada e atualizada dos produtores que financiam a tarifa social, cuja informação respeita a 2019 e 2020, e se apresenta no Anexo I deste documento. A ausência de informação consistente no ofício da DGEG relativamente ao ano de 2018, determina que a decisão dos ajustamentos definitivos do financiamento da tarifa social para cada produtor, referente ao ano de 2018, seja efetuada ulteriormente com base na informação fidedigna que venha a ser recolhida, designadamente junto da daquela Direção-Geral.

Pelo mesmo motivo, as transferências entre os produtores e a REN referentes ao ajustamento do ano 2018 só poderão ser determinadas, aquando da receção da informação acima referida.

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 3,316 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-47 - Ajustamento da Tarifa Social de 2019

		Unidade: 10 ³ EUR
		2019
A	Montante estimado a transferir pelo ORT do valor previsto da tarifa social em 2019	103 743
B	Desconto estimado conceder pelo ORD no ano 2019	100 437
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%
(A - B) * (1+i₂₀₁₉)	Ajustamento em 2020 por aplicação da tarifa social no âmbito da parcela IV da tarifa de UGS em t-1	3 316

No que respeita ao financiamento da tarifa social do ano 2019, o ajustamento provisório dos montantes financiados por empresa é apresentado no Quadro 4-48. Este engloba os ajustamentos da tarifa social referentes a 2019 do Continente e Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (apresentados no Quadro 4-98 e Quadro 4-125, respetivamente).

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 26 de novembro de 2019 que se espelha no Anexo I deste documento.

No Anexo II deste documento é apresentado ajustamento provisório do financiamento da tarifa social de 2019 por centro electroprodutor.

Quadro 4-48 - Ajustamento do financiamento da Tarifa Social referente a 2019
por produtores em regime ordinário⁴⁹

	Tarifas 2019			Estimativa 2019			Ajustamento provisório de 2019 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2019 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			
EDP Produção	9 503,7	75,0%	82 237,9	9 605,9	75,8%	80 759,5	-1 478,5	-4,3	-1 482,7
Centrais com CMEC	2 594,3	20,5%	22 449,1	2 630,3	20,8%	22 113,7	-335,4	-1,0	-336,4
Centrais com GP	3 584,6	28,3%	31 018,4	1 556,7	12,3%	13 087,6	-17 930,8	-51,9	-17 982,7
Restantes centrais	3 324,8	26,2%	28 770,4	5 418,9	42,8%	45 558,2	16 787,8	48,6	16 836,3
Elegas	845,0	6,7%	7 312,0	845,0	6,7%	7 104,1	-207,8	-0,6	-208,4
Centrais com GP	845,0	6,7%	7 312,0				-7 312,0	-21,1	-7 333,1
Restantes centrais				845,0	6,7%	7 104,1	7 104,1	20,5	7 124,7
Tejo Energia	615,2	4,9%	5 323,5	615,2	4,9%	5 172,2	-151,3	-0,4	-151,8
Centrais com CAE	615,2	4,9%	5 323,5	615,2	4,9%	5 172,2	-151,3	-0,4	-151,8
Turbogás	1 057,1	8,3%	9 147,5	1 057,1	8,3%	8 887,3	-260,2	-0,8	-260,9
Centrais com CAE	1 057,1	8,3%	9 147,5	1 057,1	8,3%	8 887,3	-260,2	-0,8	-260,9
Hidroelétrica do Guadiana	528,5	4,2%	4 573,2	528,5	4,2%	4 443,2	-130,0	-0,4	-130,4
Centrais com GP	259,2	2,0%	2 242,9	259,2	2,0%	2 179,2	-63,8	-0,2	-63,9
Restantes centrais	269,3	2,1%	2 330,3	269,3	2,1%	2 264,1	-66,2	-0,2	-66,4
Green Vouga	74,7	0,6%	646,4				-646,4	-1,9	-648,3
Centrais com GP	74,7	0,6%	646,4				-646,4	-1,9	-648,3
Pebble Hydro	19,8	0,2%	171,6	9,6	0,1%	80,7	-90,9	-0,3	-91,1
Restantes centrais	19,8	0,2%	171,6	9,6	0,1%	80,7	-90,9	-0,3	-91,1
EH Alto Tâmega e Barroso	11,5	0,1%	99,5				-99,5	-0,3	-99,8
Restantes centrais	11,5	0,1%	99,5				-99,5	-0,3	-99,8
Município Ribeira de Pena	10,4	0,1%	89,8				-89,8	-0,3	-90,1
Restantes centrais	10,4	0,1%	89,8				-89,8	-0,3	-90,1
HDR Hidroelétrica	10,1	0,1%	87,2				-87,2	-0,3	-87,5
Restantes centrais	10,1	0,1%	87,2				-87,2	-0,3	-87,5
Hydrocontracting Portugal							105,9	0,3	106,2
Restantes centrais				12,6	0,1%	105,9	105,9	0,3	106,2
Total	12 676,0	100,0%	109 688,7	12 673,9	100,0%	106 553,0	-3 135,7	-9,1	-3 144,8
Centrais com CMEC	2 594,3	20,5%	22 449,1	2 630,3	20,8%	22 113,7	-335,4	-1,0	-336,4
Centrais com CAE	1 672,3	13,2%	14 471,0	1 672,3	13,2%	14 059,5	-411,5	-1,2	-412,7
Centrais com GP	4 763,5	37,6%	41 219,7	1 815,9	14,3%	15 266,8	-25 952,9	-75,1	-26 028,0
Restantes centrais	3 645,9	28,8%	31 548,9	6 555,4	51,7%	55 113,1	23 564,2	68,2	23 632,3

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

Fonte: ERSE, DGEG, EDP

⁴⁹ 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 n.º 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 número 4 do mesmo artigo, para este efeito, entende-se por titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, os que exercem a atividade de produção que não esteja abrangida por um regime jurídico especial de produção de eletricidade, nos termos do artigo 18.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, bem como, os titulares dos aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA.

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), 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 capital (CAPEX) analisados separadamente. No atual período de regulação (2018-2020), 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 de ganhos e perdas atuariais.

Foram ainda incluídos na rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência, a deduzir, uma revisão extraordinária da base de custos anterior, uma correção de proveitos associados ao aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações e uma devolução de metade das mais valias obtidas com a alienação de imóveis entre 2009 e 2018, tendo sido adicionada uma parcela correspondente aos custos suportados pela EDP D com dívidas de comercializadores.

A aceitação e reconhecimento de custos para efeitos de determinação dos proveitos de AT/MT a recuperar pelas Tarifas de Uso de Redes decorre na sequência da verificação da condição prévia de que os projetos de investimento devem ser objeto de apreciação em sede de PDIRD-E, pelo Concedente. No exercício tarifário de 2019, a ERSE não remunerou o investimento no projeto “CENTRO DE SUPERVISÃO DAT, DGE, INOVGRID”, com um custo de investimento de 1,3 milhões de euros, uma vez que este projeto não constou de nenhum dos PDIRD-E. Após a aprovação do projeto, em 2019, pela Secretaria de Estado da Energia, os custos a ele associados passam a ser reconhecidos em sede de cálculo de proveitos a partir de deste ano.

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.

Finalmente, 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), cujos parâmetros se incluem no capítulo 6 deste documento. Contudo, tendo em conta a informação disponibilizada pelo operador, estima-se que, até ao final de 2019, ainda não haverá instalações a cumprirem as regras de acesso a este incentivo, pelo que não se consideram quaisquer valores nos proveitos permitidos desta atividade para 2020.

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 2020 as rendas de concessão, calculadas de acordo com o Decreto-Lei n.º 230/2008, de 27 de novembro, estimam-se em 263,6 milhões de euros.

- Planos de reestruturação de efetivos

O cálculo da renda do Programa de Apoio à Reestruturação (PAR) segue a metodologia⁵⁰, 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.

⁵⁰ Metodologia discutida com a EDP Distribuição, em reunião sobre este assunto, e apresentada como proposta pela empresa no relatório de execução de 2007.

Os valores considerados pela ERSE para cálculo dos proveitos permitidos para 2020 foram calculados com base na análise do relatório de execução de 2018. De assinalar que os valores apresentados dizem respeito à totalidade do plano, independentemente da empresa onde está registado, ou seja, EDP Distribuição ou SU Eletricidade. De salientar também que a partir de 2009, o ativo regulatório que se encontrava na SU Eletricidade foi transferido para a EDP Distribuição.

O quadro seguinte sintetiza o montante aceite em termos previsionais dos custos com reestruturação de efetivos aceites para 2020 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 4-49 - Custos com plano de reestruturação de efetivos PAR

Unidade: 10 ⁶ EUR																		
	Tarifas 2005	Tarifas 2006	Tarifas 2007 (renda + ajustamento 2005 e/ juros)	Tarifas 2008 (renda + ajustamento 2006 e/ juros)	Tarifas 2009	Tarifas 2010	Tarifas 2011	Tarifas 2012	Tarifas 2013	Tarifas 2014	Tarifas 2015	Tarifas 2016	Tarifas 2017	Tarifas 2018	Tarifas 2019	Valores por recuperar	Anuidades	Renda anual T 2020
Plano 2003	22 253	7 358	7 173	7 962	7 969	7 383	7 310	7 297	7 247	7 224	7 541	7 659	7 587	7 639	7 639	22 916	3	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	15 133	15 133	60 528	4	15 133
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	10 108	5	2 022
Total a acrescentar 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	93 552		24 792

O Quadro 4-50 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 11,782 milhões de euros em 2020.

Quadro 4-50 - Montantes associados a outros planos de ajustamento de efetivos

Unidade: 10 ³ EUR											
	2010 real	2011 real	2012 real	2013 real	2014 real	2015 real	2016 real	2017 real	2018 real	T2019	T2020
PRRH	32 995	26 498	19 696	13 259	9 245	6 451	2 997	1 065	91	0	0
PAE*	25 740	25 012	24 785	24 375	24 187	23 261	21 554	18 828	16 163	13 332	11 782
Total	58 735	51 510	44 482	37 633	33 432	29 712	24 552	19 893	16 255	13 332	11 782

* Exclui os FSE

Os valores apresentados não incluem o montante relativo à Caixa Cristiano Magalhães/Caixa Geral de Aposentações⁵¹ no total de 1,579 milhões de euros.

- Ganhos e perdas atuariais

⁵¹ A Caixa Cristiano Magalhães/ Caixa Geral de Aposentações inclui a obrigação que a EDP Distribuição 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).

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 2020 o valor a considerar é de 32,525 milhões de euros, apurado de acordo com a informação constante no documento da EDPD “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 4-51 – Outros valores não sujeitos a metas de eficiência

Unidade: 10³ EUR

		T2020		
		AT/MT	BT	Total
A	Correção base de custos anterior	-2 721	-7 356	-10 077
B	Partilha de ganhos obtidos com aluguer de apoios em BT		-3 336	-3 336
C	Reconhecimento de proveitos no âmbito do fornecimento supletivo	1 275	840	2 115
D	Partilha de mais valias com venda de imóveis	-16 612		-16 612
Total = A+B+C+D	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-18 058	-9 852	-27 909

- Correção da base de custos anterior

Esta parcela de “Outros custos não sujeitos a metas de eficiência” corresponde a uma correção da base de custos anterior, neste caso a abater aos custos a recuperar por aplicação das tarifas, que decorre da partilha com os clientes do SEN dos ganhos obtidos pela empresa com a revisão do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT) em 2014. A explicação desta situação encontra-se no documento “Parâmetros de Regulação para o período 2018-2020”, de dezembro de 2017. Para 2020 esta rubrica apresenta um montante de -10,077 milhões de euros, sendo o último ano em que será considerada no cálculo dos proveitos.

- Partilha de ganhos com aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações

A parcela de 3,3 milhões de euros decorre da retificação dos ganhos realmente obtidos, confirmados por auditoria, pela empresa com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações durante o período regulatório de 2015 a 2017, seguindo o princípio de partilha dos ganhos com os clientes do SEN. A

devolução destes montantes ocorre ao longo do atual período regulatório, pelo que fica concluída neste exercício tarifário.

- Reconhecimento de proveitos no âmbito do fornecimento supletivo

Esta rubrica inclui ainda, a adicionar, o montante de 2,115 milhões de euros correspondentes à recuperação dos custos suportados pela EDP D com dívidas de comercializadores falidos (Voltagequation, Elygas e Elusa).

Em 2017, registou-se a ativação do fornecimento supletivo em duas ocasiões (maio e novembro), de modo a assegurar, pelo CUR, o fornecimento aos clientes de comercializadores que se viram impedidos de assegurar a sua atividade primária (fornecer a carteira de clientes) - casos dos comercializadores Voltagequation e Elygas. Já no decurso de 2018, a ativação do fornecimento supletivo por razões semelhantes voltou a ser necessária, agora para os clientes constituídos na carteira do comercializador Elusa.

Como referido, o fornecimento supletivo é desencadeado nos termos da legislação e da regulamentação em vigor sempre que um comercializador se veja impedido de assegurar, com regularidade, o fornecimento de eletricidade aos clientes constituídos na sua carteira. A verificação das situações de impedimento teve, nos casos em apreço, como motivação base o incumprimento, pelos comercializadores, de obrigações contratuais para com o SEN, tanto em 2017, como em 2018.

Na definição de tarifas e preços para 2019, a ERSE propôs e foi aprovado o reconhecimento em base de proveitos de 80% dos valores apurados com os incumprimentos dos comercializadores Voltagequation e Elygas, ficando os restantes 20% dependentes das ações intentadas contra os referidos comercializadores, nos termos previstos na Lei, para a recuperação dos créditos em causa, e do resultado que estas viessem a produzir.

Em acréscimo, com evidência entretanto recebida de diligências efetuadas para eventual recuperação de créditos sobre as visadas, é entendimento da ERSE que a efetivação do valor remanescente de 20% em base de proveitos deve agora ser concretizada.

Neste sentido, entende a ERSE que, para consideração nas tarifas e preços referentes a 2020, deve ser feita abordagem semelhante à anteriormente descrita para a situação de fornecimento supletivo desencadeada em 2019, para o comercializador Elusa.

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

No âmbito do processo de reporte para a determinação das tarifas de eletricidade para 2019, a EDP D apresentou, nas contas reguladas reais auditadas para o ano de 2017 datadas de 30/04/2018, o montante de 1973 milhares de euros que propunha devolver às tarifas a título de devolução das amortizações decorridas entre 2012 e 2017, relativas aos imóveis por si alienados nesse período.

A ERSE, no uso do seu poder-dever, promoveu um conjunto de diligências e “ao invés de se limitar a aceitar a indicação do mesmo [montante a devolver à tarifa] decidiu aprofundar os motivos subjacentes de forma a garantir a plena aplicação do quadro regulatório e legal e assim definir, com segurança, qual o montante que deve ser devolvido à tarifa”.

À data, o Conselho Tarifário, através de parecer emitido em novembro de 2018, manifestou expressamente a sua concordância com a decisão da ERSE e fez constar que aguardava que lhe fosse dado conhecimento da conclusão deste processo.

Nesta sequência, foi possível identificar que, numa situação de inexistência de inventários exaustivos (v.g. que afetassem ativos imobiliários às concessões de distribuição de eletricidade), a alienação dos imóveis, que tinham sido objeto de remuneração pela tarifa até à respetiva alienação, não foi precedida de autorização, tendo o valor das vendas realizadas durante os anos de 2009 a 2018 resultado em mais valias líquidas de 33,2 milhões de euros⁵².

Ora, segundo posição jurídica avalizada recolhida, a ERSE pode e deve decidir a devolução à tarifa de metade das mais valias líquidas realizadas pela EDP D, dando assim sequência à sua proposta tarifária. Assim, dando por reproduzido o exposto na proposta tarifária, atente-se no seguinte:

As tarifas e preços para a energia elétrica aprovadas pela ERSE vêm integrando para efeitos de remuneração da atividade da concessionária um conjunto de imóveis afetos à concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade (RND) e às concessões da rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão (BT). Com efeito, nos termos legalmente previstos⁵³, e atendendo ao objeto social exclusivo das concessões, a remuneração tarifária deste património imobiliário teve como pressuposto assegurar uma

⁵² Valor atualizado face à proposta tarifária de 15 de outubro, incluindo informação adicional recebida da EDP Distribuição.

⁵³ Cf. Bases da concessão da Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em Média e Alta Tensão, constantes do anexo IV ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto, na redação vigente, que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades integrantes do Sistema Elétrico Nacional (cf. Base XXVII), Bases das concessões da rede de distribuição de eletricidade em baixa tensão, constantes do anexo V ao Decreto-Lei n.º 172/2006, de 23 de agosto (cf. Base XXIX).

remuneração pela exploração das concessões, por forma a assegurar o equilíbrio económico-financeiro da atividade nas condições de uma gestão eficiente.

Posto isto, primeiramente, a falta de inventariação dos bens, por quem é titular desse dever, não pode conduzir à desconsideração das alienações porque isso significaria que, mesmo sem ter obtido autorização de venda, a EDP D poderia apropriar-se de toda a mais valia líquida realizada, privando simultaneamente a esfera pública de um benefício económico a que tem direito.

Assim, em face de disposições que remetem o benefício para a sede tarifária (revisão de preços), num contexto em que se verifica objetivamente a ausência de qualquer reversão de benefícios para a esfera pública, e seguindo um princípio geral de direito concessório da partilha equitativa de benefícios (v.g. artigo 341.º, n.º 1 do Código dos Contratos Públicos), a ERSE deve, no quadro dos seus deveres legais e estatutários, considerar a reversão de tal benefício na fixação de tarifas de eletricidade para 2020, tanto mais que o património alienado foi objeto de remuneração incluída nas tarifas cobradas anteriormente aos consumidores. O que cumpre firmar sem prejuízo de direito que caiba ao próprio do Concedente, nos termos contratuais, ou em casos em que a EDP D alineou bens que haviam originalmente integrado o seu património sem que para tal tenha incorrido em qualquer custo (v.g. edifícios das empresas nacionalizadas que vieram a integrar o património da EDP D).

Aquela repartição equitativa, em metade do valor, não deve ser objetada à luz de um pretense mérito da gestão uma vez que estamos perante a alienação de imobiliário pertencente a concessões (i.e. do estabelecimento, sob cláusula de transferência), fora do objeto concessório (e, inclusivamente, num quadro de vendas sem autorização do Concedente). Ao que sempre acresce que as flutuações dos preços no mercado imobiliário constituem *per se* um fator essencialmente exógeno à atividade da EDP D. Note-se ainda que a EDP D, por efeito desta decisão, e independentemente dos adquirentes, sempre manterá parte do benefício pelas mais valias obtidas pela EDP D.

Do mesmo modo, a invocação da existência de uma dimensão retroativa, em comunicação da EDP D feita chegar à ERSE à margem do parecer emitido pelo Conselho Tarifário, também não colhe. Antes do mais, porque a retroatividade na devolução de valores - é certo que menores aos que foram depois apurados pela ERSE - foi confessoramente assumida e proposta pela própria EDP D em 2017. Depois, porque colocada a questão em termos de retrospectividade, a não consideração destes valores em momento anterior a 2019 resulta da atuação da EDP D, pois, tendo reportado agregadamente ganhos e perdas com imobilizações e, somente depois de lhe ter sido solicitado pela ERSE, em face da identificação de informação em nota de rodapé no reporte referente a 2017, disponibilizado a desagregação detalhada das

mais-valias por operação, ficou evidenciada a existência de montantes por devolver às tarifas decorrentes do enquadramento jurídico. Além disso, evidentemente, a ERSE não podia pressupor que existissem alienações imobiliárias que não tivessem sido autorizadas pelo concedente, como se veio recentemente a apurar.

Donde, a EDP D não pode pretender, agora, prevalecer-se, para efeitos da receita tarifária a que tem direito, do não envio apropriado de informação segundo o padrão de cooperação leal exigido a um regulado que desempenha uma atividade em regime de concessão de interesse público. Tivesse sido assim e a repercussão teria sido efetuada de forma contemporânea com as alienações.

Neste quadro, atento o exposto e tendo, ainda, em conta o universo total de proveitos permitidos à EDP D, a natureza monopolista da atividade, a qualidade de concessionária de interesse público, bem como a mitigação de risco de que a EDP D em geral beneficia no contexto da sua atividade, não se vê que a decisão possa ser considerada como que uma mutação da ordem jurídica com que, razoavelmente, os destinatários das normas dela constantes não possam contar e, ainda, que não tenha sido ditada pela necessidade de salvaguardar direitos ou interesses constitucionalmente protegidos que devam considerar-se prevaletentes, neste caso, o dos consumidores, no quadro dos princípios concessórios e da regulação. O que, em certa medida, também é confirmado com a predisposição manifestada pela EDP D de aceitar de futuro a partilha de mais valias.

Naturalmente, precisões posteriores poderão, dentro do processo tarifário, conduzir a ajustamentos, nos termos gerais. E, em cúmulo, se vier a ocorrer circunstância que possa determinar a destruição dos efeitos das vendas ou a apropriação para a esfera individual do Concedente de parte dos benefícios que a ERSE fez reverter para as tarifas, tal não deixará de ser refletido em decisões tarifárias futuras. O que, não se podendo excluir abstratamente, tanto mais que qualquer decisão tomada (mesmo pelo Estado-Concedente) também pode ser revertida, não deve paralisar a atividade tarifária quando, como neste caso, tal redundaria objetivamente na privação de um benefício económico a que os consumidores têm direito e até poderia ser entendido como um comportamento omissivo desta Entidade Reguladora.

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 4-52 - Proveitos permitidos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR	
		Tarifas 2019	Tarifas 2020
a = [(1)+(2)x(3)+(4)x(5)/1000]	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	112 192	111 278
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	22 179	22 071
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	0,98153	0,97676
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	46 376	45 889
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	533,54330	530,95042
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 392	83 593
b = (6) + [(7)*(8)] - (9)	Custo com capital	240 259	228 711
(6)	Amortizações dos activos fixos	150 711	149 231
(7)	Valor médio dos activos fixos	1 816 448	1 754 290
(8)	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,42%	5,13%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	8 840	10 563
c	Ganhos e perdas atuariais	8 462	8 782
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	13 052	12 200
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
f	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
g	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-935	-18058
h	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-2 918	13 930
A = a + b + c + d + e + f + g - h	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	375 948	328 983
i = [(1)*1000*(2)+((3)*(4)+(5)*(6)+(7)*(8))/1000]	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	375 184	371 923
(1)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	1 157,45602	1 151,83108
(2)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - condições de financiamento (%)	5,67%	5,38%
(3)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MVA)	2 185,94192	2 175,31881
(4)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada (MVA)	20 589	20 868
(5)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Km)	313,12284	311,60114
(6)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - Kms de rede	143 975	144 032
(7)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	35,21474	35,04361
(8)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6 233 425	6 267 821
j	Ajustamento t-1 CAPEX (associado ao período regulatório 15-17)		
k	Ganhos e perdas atuariais	22 878	23 743
l	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	27 602	25 954
m	Custos com rendas de concessão	262 157	263 622
n	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
o	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
p	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-9 785	-9 852
q	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	4 645	15 051
B = i - j + k + l + m + n + o + p - q	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	673 391	660 338
C = A + B	Total de proveitos	1 049 338	989 322

Observa-se, no Quadro 4-52, uma queda dos proveitos permitidos desta atividade de cerca de 5,7% 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 da diminuição das taxas de remuneração, dos ajustamentos e da devolução de metade das mais valias com vendas de imóveis entre 2009 e 2018.

4.4.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2018

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 2018 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 2018, deduzido dos custos com os incentivos à redução de perdas e à melhoria da qualidade de serviço.

O Quadro 4-53 compara os valores verificados em 2018 com os previstos no cálculo das tarifas de 2018. O desvio a repercutir nas tarifas de 2020 resulta da diferença entre os proveitos faturados pelos distribuidores vinculados pela aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição fixadas para 2018, de 1,089 mil milhões de euros, e a soma dos proveitos permitidos recalculados com os valores reais, no montante de 1,055 mil milhões de euros, com os incentivos (-2,984 milhões de euros) e os acertos do CAPEX. Esta é atualizada para 2020 por aplicação da taxa de juro EURIBOR a 12 meses, média de 2018, 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 2019, acrescida de 0,50 pontos percentuais.

Quadro 4-53 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		Unidade: 10 ³ EUR	
		2018	Tarifas 2018
$a = [(1)+(2)x(3)]+[(4)x(5)/1000]$	Custos de exploração líquidos aceites pela ERSE	112 129	111 534
(1)	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	22 307	22 307
(2)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/MWh)	0,98718	0,98718
(3)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - energia distribuída (GWh)	45 823	45 193
(4)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT (€/Km)	536,61534	536,61534
(5)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - extensão da rede (Km)	83 089	83 139
$b = (6) + [(7) \cdot (8)] - (9)$	Custo com capital	244 147	256 654
(6)	Amortizações dos ativos fixos ⁽¹⁾	145 925	149 406
(7)	Valor médio dos ativos fixos	1 777 769	1 831 609
(8)	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,4165%	5,75%
(9)	Ajustamento t-1 CAPEX	-1 930	-1 930
c	Ganhos e perdas atuariais	8 208	8 208
d	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	13 707	13 803
e	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
f	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
g	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-2 721	-2 721
h	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em AT/MT	-3 377	-3 377
A = a + b + c + d + e + f + g - h	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT	378 848	390 856
B	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) ⁽²⁾	400 466	
C = B - A	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em AT/MT	21 618	
D	Incentivo à melhoria da Qualidade de Serviço	1 038	
E	Incentivo à redução de perdas, em AT/MT	-2 075	
F = C - D - E	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica no ano t em AT/MT	22 655	
G	Acerto do capex	8 865	
H = [(F x (1+1₂₀₁₈^D))x (1+1₂₀₁₉^D)] - G	Ajustamento em 2020 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2018, em AT/MT	13 930	
$i = [(1) \cdot 1000 \cdot (2) + ((3) \cdot (4) + (5) \cdot (6) + (7) \cdot (8)) / 1000]$	Custos totais líquidos aceites pela ERSE	375 353	378 564
(1)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€Milhões/Taxa remuneração)	1 164,12043	1 164,12043
(2)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - condições de financiamento (%)	5,67%	6,00%
(3)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/MVA)	2 198,52816	2 198,52816
(4)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - potência instalada (MVA)	20 599	20 663
(5)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Km)	314,92574	314,92574
(6)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - kms de rede	143 441	144 253
(7)	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT (€/Cliente)	35,41750	35,41750
(8)	Valor previsto para o indutor de custos de exploração da actividade de Distribuição - número clientes	6181335	6151153
j	Ajustamento t-1 CAPEX (associado ao período regulatório 15-17)	-8 771	-8 771
k	Ganhos e perdas atuariais	22 193	22 193
l	Montantes associados a planos de reestruturação de efectivos	29 207	29 644
m	Custos com rendas de concessão	257 268	258 197
n	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0
o	Incentivo aos investimentos em rede inteligente	0	0
p	Outros custos não sujeitos a metas de eficiência	-12 775	-11 919
q	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BT	4 278	4 278
I = i - j + k + l + m + n + o + p - q	Proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica em BT	675 739	681 170
J	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição (URD) ⁽²⁾	688 752	
K = J - I	Diferença entre os proveitos facturados e os proveitos permitidos em BT	13 013	
L	Incentivo à redução de perdas, em BT	-1 947	
M = K - L	Desvio dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, no ano t em BT	14 959	
N = [M x (1+1₂₀₁₈^D))x (1+1₂₀₁₉^D)]	Ajustamento em 2020 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2018, em BT	15 051	
O = H + N	Ajustamento em 2020 dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, em 2018	28 981	
i_{2018}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2018 acrescida de spread	0,327%	
i_{2019}^D	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%	

(1) Não considera a devolução de amortizações ocorridas em 2018, referentes a imóveis vendidos nesse período.

(2) Inclui devolução de compensações não pagas a clientes, de acordo com o artigo 99.º do RQS (52 milhares de euros em AT/MT e 362 milhares de euros em BT), e faturação de consumo ilícito de energia no valor de 4,5 milhões de euros.

Observa-se que os valores dos ajustamentos desta atividade decorrem, principalmente, de desvios de faturação e da redução do Capex em AT/MT.

Estando em 2018 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 2018 (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 2018 (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 2018.

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

O Quadro 4-54 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE em AT/MT, comparando os valores previstos em tarifas de 2018 com os valores ocorridos. Como se pode observar, no cômputo total, as diferenças não são significativas.

Uma vez que no atual período regulatório se passou a aplicar uma metodologia de *price cap* aplicado 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 4-54 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2018 (1)	Tarifas 2018 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto em AT/MT			
Saldo Inicial (1)	6 212 861	6 361 336	
Investimento Directo	8 890	21 312	
Transferências para Exploração	72 149	154 609	
Reclassificações, alienações e abates	-26 852	0	
Saldo Final (2)	6 267 048	6 537 257	-4,1%
Amortização Acumulada em AT/MT			
Saldo Inicial (3)	3 871 406	4 013 752	
Amortizações do Exercício	179 259	182 465	
Regularizações	-29 271	0	
Saldo Final (4)	4 021 394	4 196 218	-4,2%
Comparticipações em AT/MT			
Saldo inicial líquido (5)	531 824	518 485	
Comparticipações do ano	985	21 493	
Amortização do ano	33 334	33 059	
Regularizações	273	0	
Saldo Final (6)	499 748	506 919	-1,4%
Ativo líquido a remunerar em AT/MT			
Valor de 2017 (7) = (1) - (3) - (5)	1 809 632	1 829 098	-1,1%
Valor de 2018 (8) = (2) - (4) - (6)	1 745 906	1 834 120	-4,8%
Ativo líquido médio em AT/MT (9) = [(7) + (8)]/2	1 777 769	1 831 609	-2,9%

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 2018 foi de 5,75% 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 5,42%.

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 2018 é ligeiramente superior ao valor calculado para tarifas 2018. 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 2018 é ligeiramente inferior ao valor calculado para tarifas 2018. Esta situação é justificada pela evolução da maioria dos indutores, sobretudo o indutor de condições de financiamento, conforme se observa no quadro seguinte.

Quadro 4-55 - Evolução dos indutores de custos no OPEX em AT/MT e no TOTEX em BT

Unidade: 10³ EUR

	2018	Tarifas 2018	Desvio (2018 - Tarifas 2018)	
			Valor	%
Redes de AT/MT				
Energia distribuída (GWh)	45 823	45 193	630	1,4%
Extensão da rede (km)	83 089	83 139	-50	-0,1%
Redes de BT				
Condições de financiamento (%)	5,67%	6,00%	-0,33%	-5,6%
Potência instalada (MVA)	20 599	20 663	-64	-0,3%
Extensão da rede (km)	143 441	144 253	-812	-0,6%
Clientes (número)	6 181 335	6 151 153	30 182	0,5%

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 2018 um peso de cerca de 46% no total dos proveitos aceites pela ERSE (AT/MT e BT).

Outros custos não sujeitos a metas de eficiência

Na rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência em BT, corrigiu-se o valor da componente relativa aos ganhos com o aluguer de apoios em BT a empresas de telecomunicações por duas vias: i) componente a abater passou para 3,3 milhões de euros, decorrente da retificação dos ganhos realmente obtidos, confirmados por auditoria, pela empresa com o aluguer de apoios em BT a empresas de

telecomunicações durante o período regulatório de 2015 a 2017, seguindo o princípio de partilha dos ganhos com os clientes do SEN; ii) componente a abater de cerca de 2 milhões de euros, referente à diferença entre os ganhos reais obtidos em 2018 (primeiro ano do período regulatório 2018-2020) 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 telecomunicações⁵⁴.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

Foi efetuado um ajustamento provisório do CAPEX referente ao ano de 2019 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 (2018-2020) se alterou a metodologia de regulação da atividade de DEE em BT para *price cap* aplicado ao TOTEX, em tarifas de 2020 não se aplica o ajustamento provisório do CAPEX a esse nível de tensão.

Quadro 4-56 - Ajustamento de t-1 do CAPEX referente ao ano de 2019 da DEE em AT/MT

Atividade de Distribuição de Energia Eléctrica em AT/MT		Unidade: 10 ⁶ EUR		
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
1	Amortizações dos activos fixos	150 711	148 733	
2	Valor médio dos activos fixos	1 816 448	1 750 185	
3	Taxa de remuneração dos activos fixos	5,42%	5,13%	
A = 1 + 2*3	Custo com capital afecto à actividade de distribuição em AT/MT	249 099	238 566	
B = A ₂₀₁₉ - A _{2019 em 2019}	Ajustamento AT/MT sem juros			10 533
it-1D	Taxa de juro euribor a doze meses, média de 1 de janeiro a 15 de novembro de 2019 acrescida de <i>spread</i>			0,289%
C = (1 + it-1D)*B	Ajustamento AT/MT com juros			10 563

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

⁵⁴ Esta devolução já estava prevista no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2019 das empresas reguladas do setor elétrico”, de dezembro de 2018.

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 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 EDP Distribuição 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 e 2020 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 em 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.

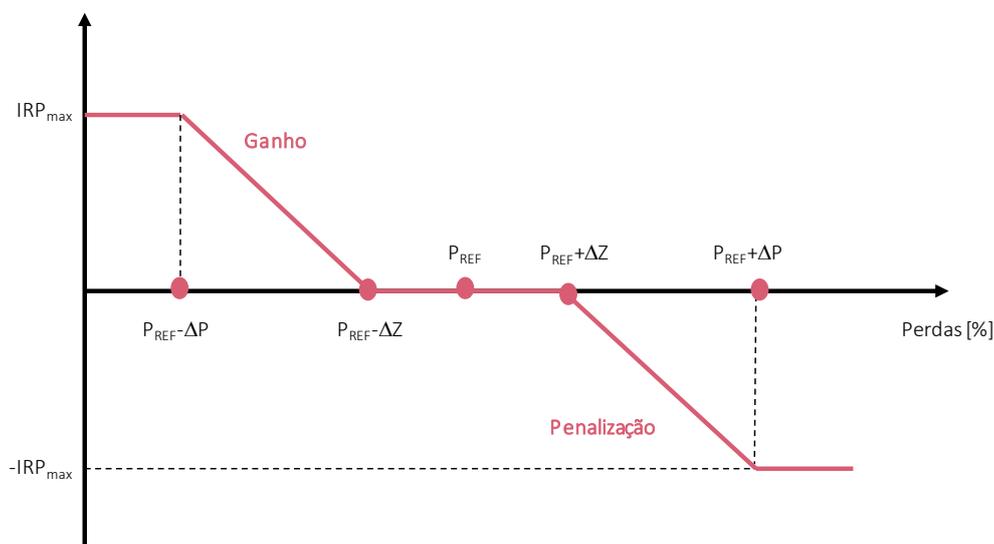
Assim, este mecanismo permite ao operador da RND ser remunerado adicionalmente pelo seu desempenho, caso consiga reduzir as perdas nas suas redes abaixo de um valor de referência determinado pela ERSE, sendo penalizado caso o valor das perdas seja superior ao valor de referência.

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 4-57 resume os parâmetros do incentivo à redução das perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020.

Quadro 4-57 - Parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020

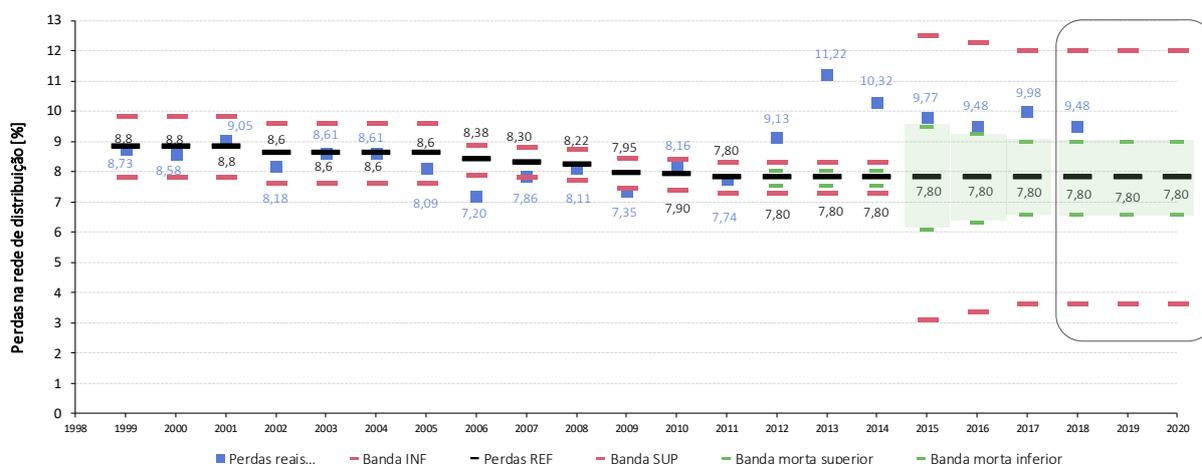
	Período regulatório 2018-2020
Valor das perdas de referência (%)	7,80
Valor de ΔZ (%)	1,20
Valor de ΔP (%)	4,20

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 2018, 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 4-58 apresenta a variação das perdas ocorrida em 2018, face aos valores de referência, bem como os valores a pagar pela empresa, resultantes da aplicação do parâmetro de valorização das perdas (Vp), fixado pela ERSE.

Quadro 4-58 - Aplicação do mecanismo de incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição no período regulatório 2018-2020

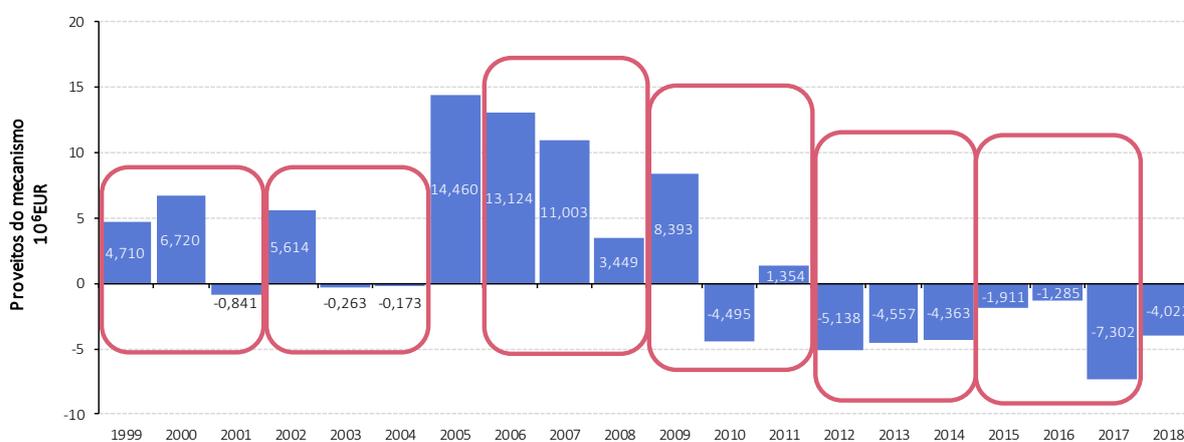
		2018
Valor real das perdas	(%)	9,48
Valor limite superior do incentivo	(%)	12,00
Valor limite superior da banda morta	(%)	9,00
Valor das perdas de referência	(%)	7,80
Diferença de perdas	p.p.	0,48
Valorização das perdas Vp	(EUR/MWh)	19,15
Energia fornecida	(TWh)	43,752
Valor a pagar pela empresa	(10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

Para efeitos da valorização da energia de perdas em 2018, foi utilizado um terço da média aritmética dos preços médios mensais do mercado diário (57,45 EUR/MWh), que resultou no valor de 19,15 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 (9,48%) e o valor superior da banda morta (9,00%) foi de 0,48pp. Assim, o valor da penalidade é 4,022 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



No âmbito das ações de combate ao consumo ilícito, apoiadas pela atuação do “Centro de Supervisão InovGrid da EDP Distribuição” entrado em exploração em 2017, 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 Elétrica⁵⁵, traduzindo-se em 4,514 milhões de euros devolvidos em 2018 e 5,967 milhões de euros devolvidos em 2017.

Assim, o balanço de energia elétrica de 2018 integra a recuperação de 40,3 GWh de energia associada a consumo ilícito, resultado da ação do referido centro.

⁵⁵ Quadro 4-53 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

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”.

Componente 1

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço na rede de distribuição em MT depende do valor da energia não distribuída (*END*). Este incentivo tem uma atuação *a posteriori* com um desfasamento de dois anos.

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 Regulamento da Qualidade de Serviço, 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.

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 4-59.

Quadro 4-59- Parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria de qualidade de serviço em vigor para 2018

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

O valor da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço relativo a 2018 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 4-60 apresenta o modo de determinação da END em 2018, com indicação dos valores de energia ativa utilizados, das diversas parcelas que constituem a ED e do valor de $TIEPI$ obtido em 2018 nas condições estabelecidas para efeitos de cálculo do incentivo à melhoria da qualidade de serviço.

Quadro 4-60 - Determinação do valor de energia distribuída e da energia não distribuída, em 2018

Valores de energia activa 2018	Período horário - h				Total
	Ponta	Cheias	Vazio Normal	Super Vazio	
$W_{RNTAT MR}$: entregas REN-DV considerando as entregas a clientes em MAT (MWh)	6 600 873,25	23 372 568,73	13 634 402,43	6 657 894,34	50 265 738,75
$W_{CMAT MR}$: vendas a clientes finais do mercado regulado (MWh)	3 285,11	8 130,76	9 472,66	7 112,78	28 001,30
$W_{CMAT ML}$: vendas a clientes finais no mercado liberalizado (MWh)	148 874,27	999 897,72	754 056,46	434 857,74	2 337 686,19
$W_{RNTAT} = W_{RNTAT MR} + W_{CMAT MR}$ (MWh)	6 448 713,87	22 364 540,25	12 870 873,31	6 215 923,83	47 900 051,26
g_{AT}	0,0162	0,0146	0,0121	0,0101	
$1+g_{AT}$	1,0162	1,0146	1,0121	1,0101	
$(1+g_{AT})^{-1}$	0,9841	0,9856	0,9880	0,9900	
$W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}$ (MWh)	6 345 910,12	22 042 716,59	12 716 997,64	6 153 770,74	47 259 395,10
$W_{CAT MR}$: 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)	768 853,74	3 011 760,78	2 065 221,79	1 171 626,05	7 017 462,36
$W_{CAT} = W_{CAT MR} + W_{CAT ML}$ (MWh)	768 853,74	3 011 760,78	2 065 221,79	1 171 626,05	7 017 462,36
$[W_{RNTAT} \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)	5 577 056,39	19 030 955,81	10 651 775,85	4 982 144,69	40 241 932,74
$ED = [(W_{RNTAT}) \times (1+g_{AT})^{-1}] - (W_{CAT})$ (MWh)					40 241 932,74
TIEPI (min)					57,46
TIEPI (h)					0,96
T (h)					8 760,00
$END = ED * TIEPI / T$ (MWh)					4 399,22

Com base no valor de ED em 2018 obtêm-se os valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço que se apresentam no Quadro 4-61.

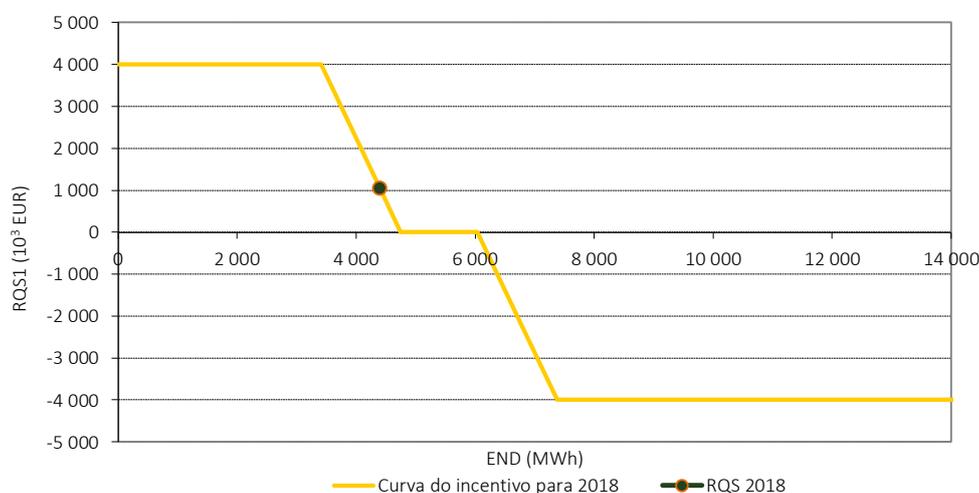
Quadro 4-61 - Valores dos parâmetros da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor para 2018

END	(MWh)	4 399,22
$END_{REF} = 0,000134 \times ED$	(MWh)	5 392,42
$\Delta V = 0,12 \times END_{REF}$	(MWh)	647,09
$END_{REF} - \Delta V$	(MWh)	4 745,33
$END_{REF} + \Delta V$	(MWh)	6 039,51

Atendendo ao mecanismo de incentivo à melhoria da qualidade de serviço, sendo o valor de END em 2018 inferior a $END_{REF} - \Delta V$, o valor da Componente 1 do incentivo constitui um aumento nos proveitos permitidos da atividade de distribuição em MT no valor de 1 038 329,94 euros.

Na Figura 4-14 é apresentada a curva da Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2018, bem como o posicionamento do respetivo valor de END e incentivo associado.

Figura 4-14- Componente 1 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço para 2018



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 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 4-62.

Quadro 4-62 - Valores dos parâmetros da Componente 2 do incentivo à melhoria da qualidade de serviço em vigor para 2018

SAIDI MT 5% _{REF 2018}	(min)	550,00
ΔS	(min)	30,00
V SAIDI MT	(EUR / min)	33 333,33
$ RQS2_{max} = RQS2_{min} $	(EUR)	1 000 000

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

- a) Consideradas todas as interrupções acidentais, com origem na rede de distribuição, em outras redes ou em outras instalações, incluindo nomeadamente as interrupções com origem na rede nacional de transporte, em instalações de clientes e em instalações de produtores, com as seguintes exceções:
 - Interrupções com origem em instalações de clientes ou de produtores que afetem apenas os próprios clientes ou produtores;
 - Interrupções resultantes de incidentes classificados pela ERSE como Evento Excepcional;
- b) Considerados os registos em todos os Postos de Transformação de Distribuição e de Cliente que tenham permanecido ativos por um período superior ou igual a 1 mês.
- c) Considerados todos os Postos de Transformação com potência superior a zero.

Tendo em consideração 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%₂₀₁₆; SAIDI MT 5%₂₀₁₇; SAIDI MT 5%₂₀₁₈) 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; a ERSE decidiu, à semelhança da decisão tomada no ano passado, suspender a aplicação da componente 2 do incentivo à continuidade de serviço relativamente ao

ano de 2018, a atribuir à EDP Distribuição. 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.

O Quadro 4-63 apresenta os valores dos montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2018.

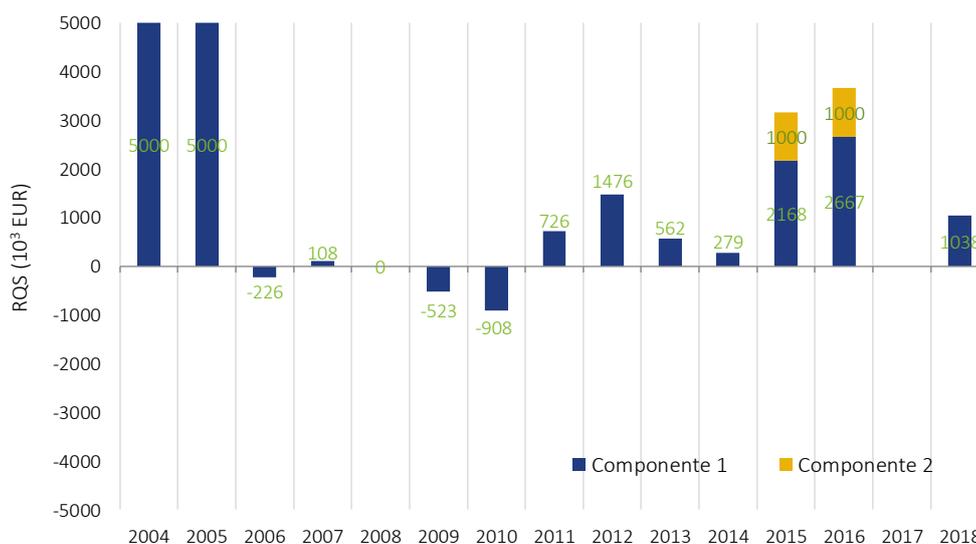
Quadro 4-63 - Montantes do incentivo à continuidade de serviço em vigor para 2018

Montante Componente 1	(euros)	1 038 329,94
Montante Componente 2	(euros)	n.a.

Nota: montante não atribuído (n.a.)

A evolução dos montantes das penalidades e dos prémios que resultam da aplicação do mecanismo de incentivo à melhoria, nas suas duas componentes, são apresentados na Figura 4-15.

Figura 4-15 – Montantes do incentivo à 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 Universal⁵⁶ a 1 de janeiro de 2007 por destacamento de ativos, passivos e capitais próprios da EDP Distribuição.

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 comercializador de último recurso deve adquirir, para cada hora de cada dia, a energia correspondente à sua expectativa para os consumos dos seus clientes.

⁵⁶ A partir de 15 de janeiro de 2020, a EDP Serviço Universal denominar-se-á SU Eletricidade.

Adicionalmente, o comercializador de último recurso 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.

De referir os mecanismos de aprovisionamento eficiente do CUR e de adequação da tarifa de energia, cuja revisão ocorreu na 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 as previsões da procura agregada dos clientes do comercializador de último recurso, 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 mercado retalhista, bem como do nível previsto para as perdas nas redes de transporte e distribuição. A evolução dos fornecimentos do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2019 e as previsões para 2020 consideradas pela ERSE neste exercício tarifário, encontram-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2020”.

Quadro 4-64 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da sua procura

Unidade: GWh

	Real		ERSE Tarifas 2020	
	2017	2018	2019	2020
Total das Aquisições do CUR	3 802	3 505	3 146	2 835
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	503 15,52%	436 14,45%	414 15,40%	371 15,33%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	56 1,72%	52 1,73%	47 1,74%	42 1,75%
= Total dos Fornecimentos do CUR	3 243	3 016	2 685	2 421

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

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

No Quadro 4-65 apresenta-se o custo médio unitário de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida previsto para 2020, por tecnologia, e respetivas quantidades de energia.

Quadro 4-65 – Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida

	Tarifas 2020				
	Produção (GWh)	Preço médio de aquisição (EUR/MWh)	Custo Total (10 ³ EUR)	Preço ⁽³⁾ referência p/ cálculo do diferencial de custo (EUR/MWh)	Diferencial de custo da PRE referente ao ano (10 ³ EUR)
PRE 1 ⁽¹⁾	15 280	103,17	1 576 527		744 759
Eólicas	12 604	93,84	1 182 734	54,43	496 667
Hídricas	827	97,42	80 540	54,43	35 539
Biogás	228	115,91	26 473	54,43	14 041
Biomassa	939	119,90	112 537	54,43	61 446
Fotovoltaica	527	297,87	156 859	54,43	128 194
Ondas e eólica offshore	83	128,33	10 626	54,43	6 119
RSU	74	91,85	6 758	54,43	2 753
PRE 2 ⁽²⁾	6 232	100,80	628 212		288 966
Térmica - Cogeração (NFER)	3 986	98,11	391 073	54,43	174 103
Térmica - Cogeração (FER)	1 890	94,42	178 440	54,43	75 568
Micro/Mini/UPAC/UPP	356	164,67	58 698	54,43	39 295
Total da Produção em Regime Especial	21 513	102,49	2 204 739		1 033 725

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

(2) PRE 2 - Produção em Regime Especial 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 é determinado tendo por base o preço médio de mercado previsto para o ano 2020, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 4-16 apresenta a evolução da PRE com remuneração garantida por tecnologia, que ocorreu no período de 2001 a 2018, os valores estimados para 2019 e as previsões para 2020. Até 2010 verificou-se um forte aumento da injeção deste tipo de produção nas redes, consequência do rápido desenvolvimento da potência instalada, com crescimentos anuais sempre acima de dois dígitos. Este ritmo abrandou nos anos seguintes, em consequência do abrandamento das ligações à rede de novos produtores desta natureza. Em 2013 e 2014, voltou a observar-se um acréscimo substancial da produção em regime especial com remuneração garantida decorrente não só do aumento da potência instalada, mas sobretudo devido

a fatores climatéricos ocorridos nestes dois anos, que influenciaram a produção eólica e hídrica. Em 2015 verificou-se um decréscimo de 6,4% do total de PRE injetada na rede face a 2014, justificado maioritariamente pelas baixas eolicidade e hidraulicidade, bem como pela redução da potência instalada de cogeração. No ano de 2016 verificou-se um aumento da PRE de 5,1% justificado pelo acréscimo na produção eólica (+7,5%) e na produção hídrica (+63,3%), cujo peso no total da PRE com remuneração garantida foi superior a 60%. Em 2017 e 2018, voltaram a observar-se alterações da produção de origem renovável, mais uma vez devido essencialmente a alterações da eolicidade e da hidraulicidade.

Para 2019, a ERSE considerou uma estimativa que incorpora dados reais recentes da produção de PRE com remuneração garantida conhecida até à presente data. Os principais fatores considerados nesta estimativa foram os seguintes:

- redução da PRE Hídrica, com uma variação acumulada até novembro de 2019 de -12,4% face ao período homólogo de 2018, ($IPH_{Acum.Novembro2019}$ de 0,65 face a $IPH_{Acum.Novembro2018}$ de 1,12 - fonte REN), que corresponde à transição de um ano húmido em 2018 para um ano seco em 2019;
- acréscimo da PRE Eólica, atendendo a que a produção acumulada até novembro é superior em cerca de 5,9% à verificada no período homólogo de 2018, o que se deve a alterações do índice de produtibilidade eólica, mas também a um aumento da potência instalada no ano de 2019;
- aumento da PRE Fotovoltaica com remuneração garantida, com uma produção acumulada até setembro a situar-se cerca de 9% acima da verificada para esta tecnologia no período homólogo do ano anterior (de acordo com os dados de faturação mais recentes desta tecnologia)⁵⁷;
- 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 2019 cresceu cerca de 2,8% (fonte REN) face à produção do período homólogo de 2018. Este acréscimo justifica-se essencialmente pelo aumento da produção proveniente de Biomassa e de Cogeração Não Renovável. No caso da Biomassa regista-se o aumento da potência instalada ocorrido durante o ano de 2019, passando de cerca de 150MW no final de 2018 para 250MW em julho de 2019;

⁵⁷ De acordo com os dados disponibilizados pela REN, a produção acumulada entre janeiro e novembro de 2019, proveniente de produtores fotovoltaicos, teve um aumento 27,6% em relação ao período homólogo de 2018. 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 mercado.

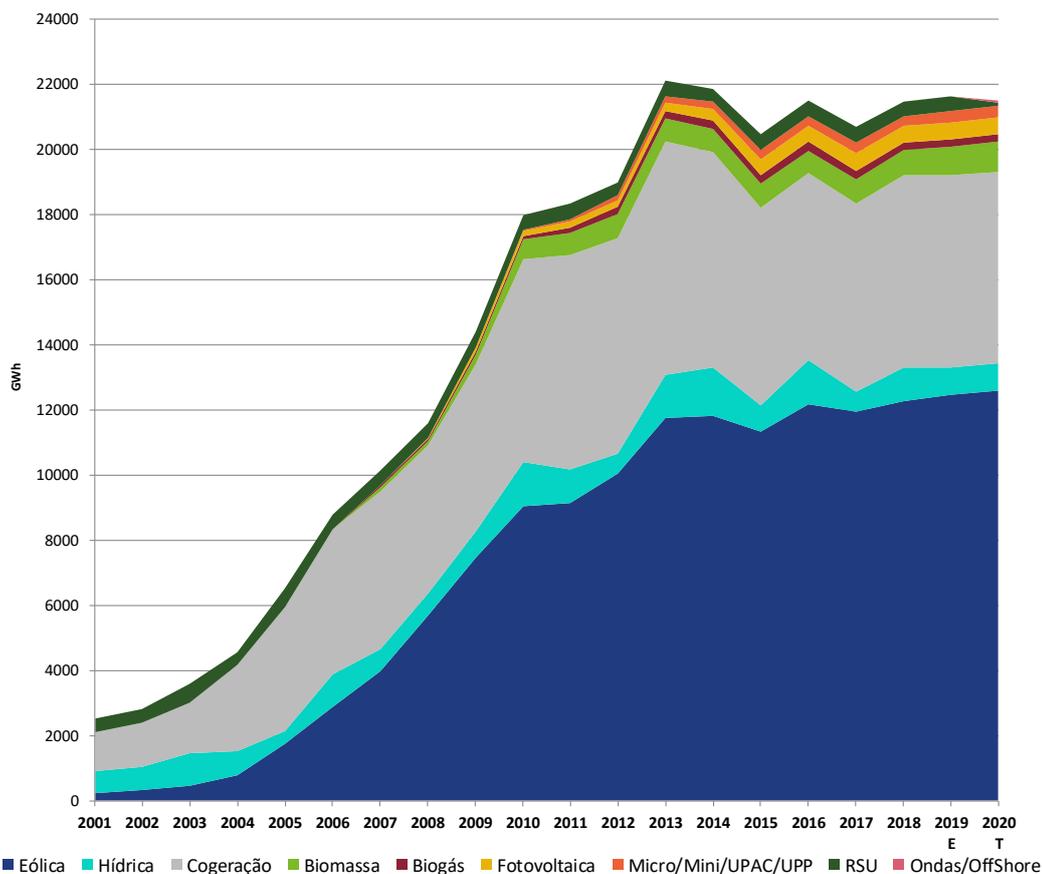
- acréscimo das injeções na rede provenientes de mini e micro produtores, unidades de produção para autoconsumo e unidades de pequena produção, que no seu total registaram um aumento da ordem de 15% até agosto de 2019 (de acordo com os dados de faturação mais recentes destas tecnologias).

Com estes pressupostos, a estimativa da ERSE para a injeção total de PRE com remuneração garantida nas redes do SEN em 2019 terá um acréscimo de 0,8% face ao ocorrido em 2018.

Em 2020, assumiu-se uma previsão de produção que considera a evolução da potência instalada de PRE com remuneração garantida e o retorno a um valor médio dos fatores que condicionam este tipo de produtores, designadamente dos índices de hidraulicidade e de eolicidade. Relativamente à evolução da potência instalada destes produtores considerou a entrada de nova potência, tendo em conta a informação disponibilizada pela SU Eletricidade, mas também o fim do regime bonificado para alguns produtores existentes, como seja os PRE através de resíduos sólidos urbanos. Assumiu-se também que a produção de energia eólica *off-shore* se iniciará em 2020, mas ainda com um valor residual face ao total da produção em regime especial com remuneração garantida.

Com estes pressupostos, a previsão da ERSE resulta num decréscimo de 0,5% do total da produção em regime especial em 2020 face à estimativa da ERSE para 2019, mas ainda assim 0,3% acima do valor ocorrido em 2018.

Figura 4-16 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida



A Figura 4-17 apresenta a evolução do preço unitário da PRE por tecnologia entre 2001 e 2018 (valores ocorridos), a estimativa para 2019 e a previsão para 2020. Em termos unitários, o preço médio da energia proveniente de PRE com remuneração garantida apresentou, entre 2001 e 2018, uma taxa média anual de crescimento de 3,2%.

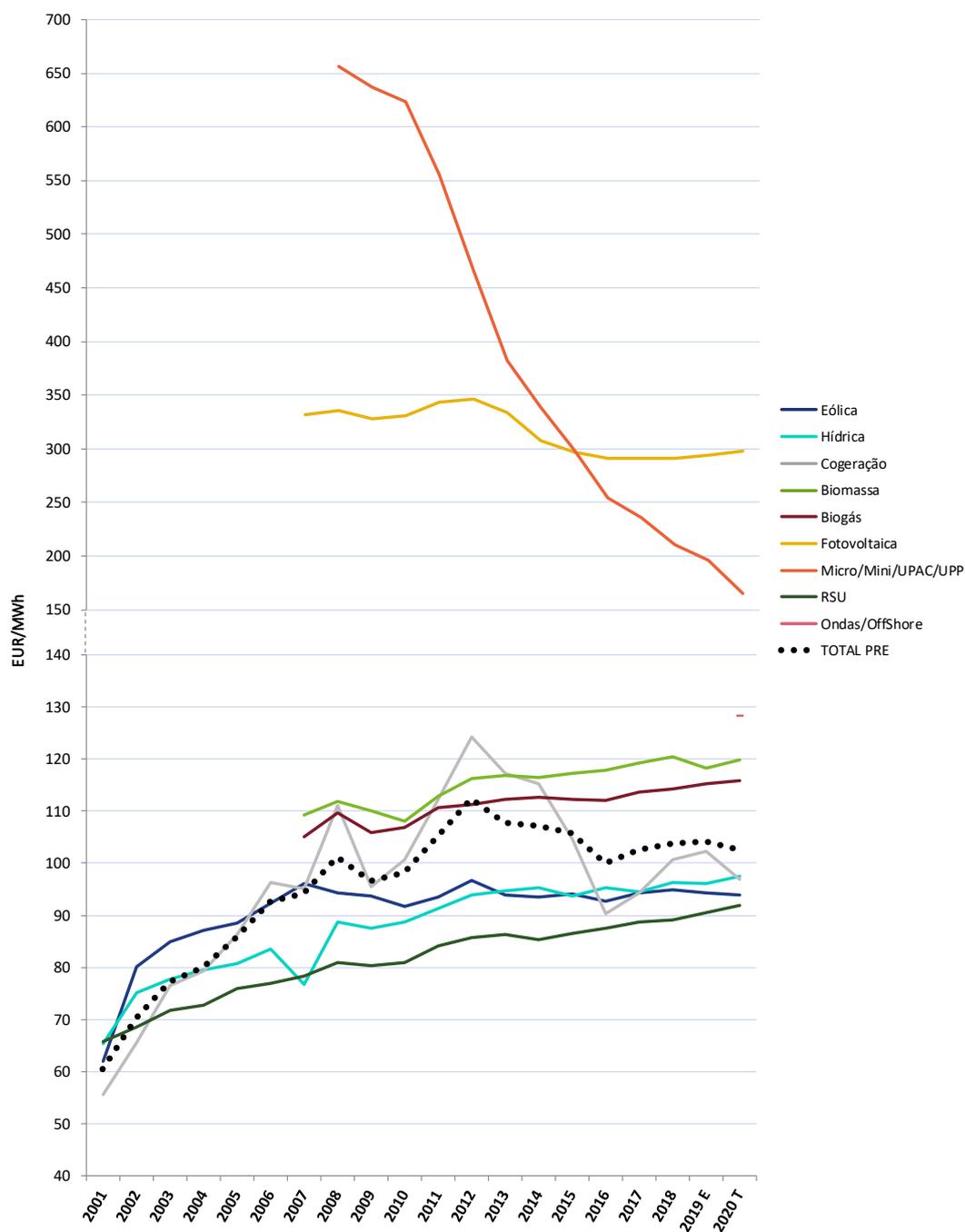
Para 2019 e 2020, este preço médio de aquisição da PRE deverá variar 0,3% e -1,5%, respetivamente. Por tecnologias, salienta-se:

- ligeiro decréscimo do preço unitário da produção eólica, que é influenciado pela entrada em funcionamento de nova capacidade de produção atribuída, cujo preço unitário é inferior ao atual valor médio desta tecnologia;
- decréscimo previsto para o preço da cogeração não renovável, de -6% em 2020, em resultado da evolução prospetivada para o preço do petróleo;

- continuação do decréscimo do preço unitário dos PRE de pequena dimensão⁵⁸, em consonância com o previsto no enquadramento legal destas tecnologias, sendo os custos da mini e microgeração preponderantes, dado que a sua potência instalada e os preços unitários são substancialmente superiores aos das UPAC e UPP;
- nas restantes tecnologias, estima-se que o preço médio unitário evolua em 2019 e 2020 em linha com o principal indicador macroeconómico a que está indexada a sua remuneração (IPC sem habitação).

⁵⁸ Apresentados na figura de forma agregada, a que corresponde a microgeração, minigeração, unidades de produção para autoconsumo (UPAC) e unidades de pequena produção (UPP).

Figura 4-17 - Evolução do custo unitário por tecnologia de PRE com remuneração garantida

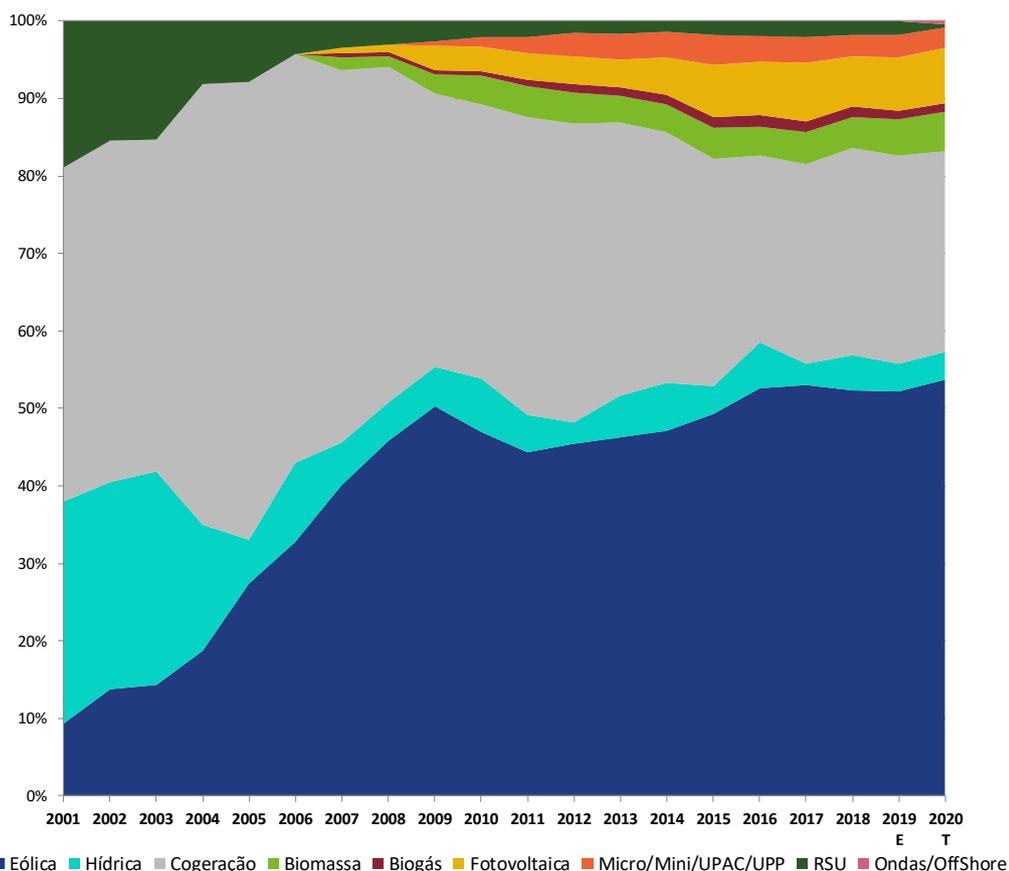


Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 4-18 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 dos produtores com tarifa *feed-in*, pese embora se perspetive que a partir de 2020 o ritmo de saída de PRE do regime de remuneração bonificada seja superior à entrada de novos produtores neste regime.

Figura 4-18 - 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 61,33€/MWh, previsto para 2020, 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 2019;
2. os ajustamentos por aplicação da tarifa de Energia em 2018;
3. o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a 2018.

O quadro seguinte sintetiza o montante de ajustamentos referentes a 2018 e 2019.

Quadro 4-66 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função CVEE FC

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2019	Tarifas 2020
A	Valor previsto para o ajustamento dos custos com a função CVEE FC, referente a t-1	-45 648	28 869
B	Ajustamento da tarifa de energia, relativo a t-2	10 245	35 824
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2	4 419	4 436
D = A+B+C	Total de ajustamentos a incorporar nos proveitos para 2018	-30 984	69 128

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.º1 do artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor⁵⁹.

Para as variáveis e parâmetros previstos nessa fórmula foram considerados os valores do Quadro 4-67.

⁵⁹ As dúvidas levantadas relativamente à razoabilidade económica dos custos de exploração previstos pela SU Eletricidade com esta função, justificaram a revisão em baixo dessas previsões em 1,170 milhões de euros.

Quadro 4-67 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes

		Unidade 10 ³ EUR	
		Tarifas 2019	Tarifas 2020
A	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes = (1) x (2) + (3) - (4) + (5)	197 733	173 867
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (sem custos com desvios de carteira e serviços de sistema)	63,77	58,45
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR	3 019	2 835
3	Desvio por gestão carteira	2 114	6 272
4	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0	0
5	Outros custos	3 062	1 872
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	1 860	3 511
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	-45 648	28 869
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	10 245	35 824
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	4 419	4 436
F	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	230 576	108 250
G	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados = - [(C) + (D) + (E)]	30 984	-69 128
H	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE = (F) - (G)	199 593	177 378

AJUSTAMENTOS DE 2018

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 2018 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;
- 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 2019, é apresentado no quadro seguinte.

Quadro 4-68 - Cálculo do ajustamento da função Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
A	Diferencial da PRE ¹ recuperado em 2018	784 097
	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica	779 237
B	[(1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)]	
1	Compras	1 571 997
2	Vendas	809 114
3	Outros custos	5 211
4	Custos de funcionamento (líquidos de proveitos)	4 185
5	Ajustamento t-1	118 099
6	Ajustamento t-2	51 681
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	365 012
8	Medidas de atenuação de impactos dos custos com a PRE decorrentes da legislação em vigor	188 274
C	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2018 (A) - (B) + 9	4 860
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013 e portaria 225/2015	90 584
E	Desvio do diferencial PRE ¹ , com mecanismo regulatório DL 74/2013 (C) + (D)	95 443
F	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2018 atualizado para 2020 = E x (1 + i _{t-2} ^E) x (1 + i _{t-1} ^E)	96 032
G	Valor do ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nos proveitos de 2019	98 031
H	Valor do ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nos proveitos de 2019, atualizado para 2020 = G x (1 + i _{t-1} ^E)	98 314
I	Ajustamento do diferencial PRE ¹ , de 2018 a recuperar nos proveitos permitidos de 2020 = (F) - (H)	-2 282
J	Diferencial da PRE ² recuperado em 2018	484 796
K	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores reais	490 159
	[(9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)]	
9	Compras	653 855
10	Vendas	327 553
11	Outros custos	5 211
12	Custos de funcionamento	4 185
13	Ajustamento t-1	53 032
14	Ajustamento t-2	17 337
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	224 829
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacto na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
L	Desvio do diferencial PRE ² , em 2018 (J) - (K)+16	-5 363
M	Desvio do diferencial PRE ² , em 2017 atualizado para 2019 = L x (1 + i _{t-2} ^E) x (1 + i _{t-1} ^E)	-5 396
N	Valor do ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nos proveitos de 2019	-14 531
O	Valor do ajustamento provisório calculado em 2018 e incluído nos proveitos de 2019, atualizado para 2020 = N x (1 + i _{t-1} ^E)	-14 573
P	Ajustamento do diferencial PRE ² , de 2018 a recuperar nos proveitos permitidos de 2020 = (M) - (O)	9 178
Q	Ajustamento do diferencial PRE, de 2018 a repercutir nos proveitos permitidos de 2020 [(I) + (P)]	6 896
i _{t-2} ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2018 acrescida de spread	0,327%
i _{t-1} ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%

O ajustamento de 2018 dos custos da PRE a repercutir em 2020 no montante de 6,896⁶⁰ milhões de euros a devolver pelo CUR, resulta da diferença entre o desvio apurado com base em custos reais, de 90,637⁶¹ milhões de euros, e o valor considerado provisoriamente em tarifas para 2019 (83,741⁶² milhões de euros), ambos os valores encontram-se atualizados para 2020.

O ajustamento de 2018 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, ao contrário da variação das quantidades, onde se verificou um ligeiro decréscimo e (ii) do valor do mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, cujo valor ocorrido foi muito inferior ao previsto em tarifas para 2018. Em sentido oposto, o preço médio de venda da PRE foi superior ao previsto, mais do que compensando o incremento deste último.

No cálculo tarifário de 2018 foram incluídos cerca de 160,266 milhões de euros, referentes ao mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade, que se ajustam definitivamente para 90,584 milhões de euros nos proveitos para 2020.

O efeito dos preços pode ser observado no quadro seguinte:

Quadro 4-69 - Desvios custos da PRE

	2018	Tarifas 2018	Desvio (2018-T2018)	
			Valor	%
Quantidades (GWh)	21 456	21 645	-189	-0,9%
PRE 1	15 273	15 573	-301	-1,9%
PRE 2	6 183	6 071	112	1,8%
Preço (EUR/MWh)				
Preço médio de venda PRE ⁽¹⁾	52,98	48,12	4,85	10,1%
Custo médio PRE	103,74	101,86	1,88	1,8%

⁽¹⁾ Sem serviços de sistema

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

⁶⁰ Desvio PRE ¹, - 2,282 milhões de euros (linha I) + Desvio PRE ², + 9,178 milhões de euros (linha P).

⁶¹ Desvio PRE ¹ atualizado, 96,032 milhões de euros (linha F) + Desvio PRE ² atualizado, - 5,396 milhões de euros (linha M).

⁶² Ajustamento provisório PRE ¹ atualizado, 98,314 milhões de euros (linha H) e ajustamento provisório PRE ² atualizado, -14,573 milhões de euros (linha O)

Tal como referido anteriormente, desde a revisão regulamentar ocorrida em 2011, o preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE é apurado de forma diferente do preço de mercado de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes do CUR. Para o apuramento do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE são tidos em conta os perfis de aquisição da PRE, bem como os custos com desvios que lhe estão associados.

Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

De acordo com o artigo 106.º do Regulamento Tarifário 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 2018 a repercutir nas tarifas de 2020 é de 35,824 milhões de euros, a devolver pelo CUR, de acordo com os valores apurados no Quadro 4-70.

Quadro 4-70 - Cálculo do ajustamento na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes

		Unidade 10 ³ EUR
		2018
1 = 2*3+4+5+6	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	197 563
2	Custo médio de aquisição	55,50
3	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	3 343
4	Desvio por gestão de carteira	9 207
5	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
6	Outros custos	2 822
7	Custos de funcionamento afectos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e aceites pela ERSE	2 643
A = 1+7	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	200 206
B	Proveitos faturados com a aplicação da TE a clientes finais deduzida aditividade e sobreproveito	190 311
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B-A), em 2018	-9 895
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2020 = (C) x (1+ i _{t-2} [€]) x (1+ i _{t-1} [€])	-9 956
E	Desvio provisório dos ajustamentos de 2018 calculado em 2019 e atualizados para 2020	-45 780
F	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (D-E), em 2018 atualizado para 2020	35 824
i _{t-2} [€]	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2018 acrescida de spread	0,327%
i _{t-1} [€]	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%

Aquando da definição das tarifas para 2018, a previsão para o custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR (sem serviços de sistema⁶³), 53,02 €/MWh, foi inferior ao ocorrido, 55,50 €/MWh.

Quadro 4-71 - Custo médio de aquisição de energia elétrica pelo CUR

Unid: EUR/MWh	
Tarifas 2018 Valor implícito nas tarifas	2018 Real
53,02	55,50

Nota: Sem serviços de sistema

Esta diferença do custo médio de aquisição de energia elétrica entre o valor real de 2018 e o valor implícito nas tarifas de 2018 reflete os desvios entre os valores previstos e verificados dos principais fatores explicativos apresentados no Quadro 4-72 infra.

Quadro 4-72 - Condições de referência para a previsão do custo médio de aquisição de energia pelo comercializador de último recurso em 2018

	2018	
	Tarifas 2018 Valor implícito nas previsões	2018 Real
Carvão (EUR/ton)	73,61	72,73
Petróleo - Brent (EUR/bbl)	50,15	60,41
Índice de produtividade hidroelétrica	1,00	1,05
Produção PRE Portugal (GWh)	21 645	21 624

Fonte: ERSE, Reuters, REN, EDP

⁶³ Os custos com serviços de sistema encontram-se na rubrica "Outros custos".

A penetração da produção em regime especial no conjunto de produção de energia elétrica, bem como a evolução do índice de produtividade hidroelétrica são alguns dos fatores explicativos da evolução do custo médio de aquisição de energia elétrica. A evolução destes dois fatores está inversamente relacionada com o preço de energia elétrica no mercado grossista. O Quadro 4-72 mostra que as injeções de PRE e o índice de produtividade hidroelétrica evoluíram em sentido contrário, embora muito em linha com os valores previstos no cálculo tarifário de 2018, o que terá contribuído para uma certa estabilização no preço do mercado grossista ocorrido em 2018 face às previsões utilizadas na definição das tarifas. No entanto, o aumento dos preços do carvão e, em especial, do petróleo, com um aumento de 20,5% face ao valor implícito nas tarifas de 2018, contribuíram para o aumento dos preços da energia elétrica, de 4,7% face às previsões das tarifas de 2018. Estes efeitos contribuíram, conseqüentemente, 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 2018 o desvio atualizado para 2020 atinge o montante de 4,436 milhões de euros.

Quadro 4-73 - Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
A	Proveitos que resultam da aplicação da Tarifa de Venda a Clientes Finais	582 354
1	Energia	190 311
2	Uso Global do Sistema	215 406
3	Uso da Rede de Transporte	20 058
4	Uso da Rede de Distribuição	127 546
5	OLMC	174
6	Comercialização	21 094
B	Proveitos que resultam da faturação = 1+2+3+4+5+6	574 588
C	Sobreprojeito por aplicação da tarifa transitória	3 357
D	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 (A) - (B) - (C)	4 409
i_{t-2}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2018 acrescida de spread	0,327%
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo no ano t-2 atualizado para 2020 = (D) x (1+ i_{t-2}^E) x (1+ i_{t-1}^E)	4 436

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

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.

O quadro seguinte apresenta a estimativa para 2019 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 2019, para a evolução da liberalização do mercado retalhista e para as taxas de perdas nas redes de transporte e distribuição.

Quadro 4-74 - Aquisições do comercializador de último recurso para satisfação da procura

	Unidade: GWh		
	Real		ERSE Tarifas 2020
	2017	2018	2019
Total das Aquisições do CUR	3 802	3 505	3 146
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	503 15,52%	436 14,45%	414 15,40%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/fornecimentos)	56 1,72%	52 1,73%	47 1,74%
= Total dos Fornecimentos do CUR	3 243	3 016	2 685

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2020” encontra-se a evolução dos fornecimentos reais do CUR por nível de tensão, bem como as estimativas para 2019 e previsões para 2020 consideradas pela ERSE.

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 estimado do diferencial do custo com aquisição aos produtores em regime especial resulta da diferença entre o valor de sobrecusto considerado nas tarifas de 2019 e a diferença entre os custos estimados de:

- aquisição a estes produtores e as quantidades previstas adquirir valorizadas a preço de mercado;
- custos de funcionamento afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da produção em regime especial⁶⁴;
- outros custos, designadamente custos com pagamento da tarifa de acesso à Rede de Transporte imputados aos produtores em regime especial.

⁶⁴ O montante relativo aos custos de funcionamento encontra-se em linha com a revisão do valor efetuada aquando do cálculo de tarifas para 2019.

O desvio de 2019 a repercutir em 2020 é de -149,424 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 2019, 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
		2019
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em 2019	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)]	707 556
1	Compras	1 580 746
2	Vendas	753 806
3	Outros custos	7 689
4	Custos de funcionamento	3 138
5	Ajustamento t-1	98 031
6	Ajustamento t-2	-177 245
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	280 761
8	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor	490 185
C	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2019 (A) - (B)	-155 390
D	Desvio do diferencial PRE ¹ , em 2019 atualizado para 2020 = C x (1+ i _{t-1} ^E)	-155 839
9	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	39 626
E	Desvio do diferencial PRE ¹ , com medidas de atenuação em 2019 atualizado para 2020 = D + [9 x (1+ i _{t-1} ^E)]	-116 099
F	Diferencial da PRE ² a recuperar em 2019	463 777
G	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados [(10) - (11) + (12) + (13) - (14) - (15) + (16) - (17)]	497 006
10	Compras	670 331
11	Vendas	306 219
12	Outros custos	2 955
13	custos de funcionamento	3 138
14	Ajustamento t-1	-14 531
15	Ajustamento t-2	-21 064
16	Alisamento quinquenal - artº 73º A	91 205
17	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor	0
H	Desvio do diferencial PRE ² , em 2019 (F) - (G)	-33 230
I	Desvio do diferencial PRE ² , em 2019 atualizado para 2020 = H x (1+ i _{t-1} ^E)	-33 326
J	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de 2019 a repercutir nos proveitos permitidos de 2020 [(E) + (I)]	-149 424
i _{t-1} ^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%

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

- na PRE¹ estima-se que as quantidades desçam ligeiramente em relação ao previsto em Tarifas 2019, bem como o preço de compra. No entanto, o preço de venda também deverá diminuir, mas de forma mais acentuada, cerca de 13%, conduzindo a uma redução do valor das vendas superior à redução 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;
- na PRE² estima-se que as quantidades desçam ligeiramente em relação ao previsto em Tarifas 2019, 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, cerca de 13%, conduzindo a uma redução do valor das vendas superior à redução do valor das compras.

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 $t-1$ ⁶⁵.

O ajustamento referente a 2019 a repercutir nas tarifas de 2020 é de 28,869 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 2019, em cerca de 15%.

⁶⁵ O montante relativo aos custos de funcionamento encontra-se em linha com a revisão do valor efetuada aquando do cálculo de tarifas para 2019.

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

		Unidade 10 ³ EUR
		2019
+	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	178 816
+	Custo médio de aquisição	53,97
+	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR	3 146
+	Desvio por gestão de carteira	6 959
+	Proveitos decorrentes da partilha de risco entre CUR e os comercializadores de mercado	0
+	Outros custos	2 077
+	Custos de funcionamento afetos à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica aceites pela ERSE, previstos para o ano t-1	2 184
A	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da TE	181 000
B	Proveitos previstos faturar com a aplicação da TE a clientes finais	209 785
C	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica (B - A), em 2019	28 785
D	Desvio nos proveitos permitidos com a aquisição de energia elétrica atualizados para 2020 (C) x $(1 + I_{t-1})^5$	28 869
i_{t-1}^E	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%

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 2020 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 2019	Tarifas 2020
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de mudança de Comercializador, no ano t	187	172
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	145 296	142 057
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	15 867	13 658
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	112 094	98 619
Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t	273 445	254 506

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 maneo. 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 2020.

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 2019	Tarifas 2020
1	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	29	29
2	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (EUR/consumidor)	76,07380	76,08447
3	Número de consumidores médio, em NT	398	344
4	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT (AT e MT)	0	0
5	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-147	-568
6	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em NT	-37	-6
A = (1)+(2)x(3)/1000+(4)+(5)-(6)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	-51	-506
B	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT)	-147	-568
C = A-B	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	96	62
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 (EUR/consumidor)	44,76475	44,77103
9	Número de consumidores médio, em BTE (milhares)	860	726
10	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	0	0
11	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-352	-697
12	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTE	51	-14
D = (7)+(8)x(9)/1000+(10)+(11)-(12)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	-329	-614
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	-352	-697
F = D-E	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	23	83
13	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	10 021	10 022
14	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN (EUR/consumidor)	11,74803	11,74968
15	Número de consumidores médio, em BTN (milhares)	1 048 768	975 769
16	Componente de custos não controláveis da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	0	0
17	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência, previstos para o ano t	-7 827	-2 805
18	Ajustamento no ano t, dos proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, no ano t-2 em BTN	722	-981
G = (13)+(14)x(15)/1000+(16)+(17)-(18)	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	13 792	19 664
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	-7 827	-2 805
I = G-H	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	21 620	22 468
J = A + D + G	Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	13 412	18 543
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) e BTE	-8 327	-4 070
L=J-K	Proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização de Energia Elétrica	21 739	22 613
	Sobrepriveito associado à tarifa transitória nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro, na redação vigente.	-1 956	-2 132

Nota: A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recuperam 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 os valores reais e auditados relativos a 2012 e 2013 com referência a 31 de dezembro de 2017 e de 2018, respetivamente. O valor total a considerar em tarifas de 2020 ascende a 4,070 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 2,132 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 2018

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 2018 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 2018.

O Quadro 4-79 compara os valores verificados em 2018 com os previstos em 2017 no cálculo das tarifas de 2018. O desvio a repercutir nas tarifas de 2020 resulta da diferença entre os proveitos faturados pela aplicação da tarifa de comercialização fixada para 2018 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 -1,002 milhões de euros, conforme apresentado no quadro seguinte, e resulta do aumento do número de consumidores face ao que foi previsto em tarifas de 2018.

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

			Unidade: 10 ³ EUR	
			2018	Tarifas 2018
1	F_{CNT}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (AT e MT)	29	29
2	V_{CNT}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT (EUR/consumidor)	76,129	76,129
3	D_{CNT}	Número de consumidores médio, em NT	793	567
4	O_{CNT}	Custos não controláveis	0	0
5	PEF_{CNT}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
6	$Z_{CNT,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
7	$DR_{CNT,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em NT	11	11
A	R_{CNT}^{CR}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	78	61
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 NT (AT, MT)	0	0
C = A - B		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	78	61
D	RF_{CNT}^{CR}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em NT	72	
E = D - A + B		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em NT, em 2018	-6	
$F = E * (1 + h_{t,2}) * (1 + h_{t,1})^2$	$DR_{CNT,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2020 dos proveitos da actividade de Comercialização em NT, relativos a 2018	-6	
8	F_{CBTE}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	36	36
9	V_{CBTE}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE (EUR/consumidor)	44,797	44,797
10	D_{CBTE}	Número de consumidores médio, em BTE	1683	1191
11	O_{CBTE}	Custos não controláveis	0	0
12	PEF_{CBTE}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
13	$Z_{CBTE,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
14	$DR_{CBTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTE	58	58
A'	R_{CBTE}^{CR}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	53	31
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	0	0
C' = A' - B'		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	53	31
D'	RF_{CBTE}^{CR}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTE	39	
E' = D' - A' + B'	(B') - (B)	Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, em 2018	-14	
$F' = E' * (1 + h_{t,2}) * (1 + h_{t,1})^2$	$DR_{CBTE,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2020 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTE, relativos a 2018	-14	
15	F_{CBTN}	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	10 028	10 028
16	V_{CBTN}	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN (EUR/consumidor)	11,757	11,757
17	D_{CBTN}	Número de consumidores médio, em BTN	1 171 468	1 279 422
18	PEF_{CBTN}	Custos com planos de reestruturação de efectivos	0	0
19	O_{CBTN}	Custos não controláveis	0	0
20	$Z_{CBTN,t-1}$	Custos ocorridos no ano t-1, não previstos para o período de regulação, actualizados para o ano t	0	0
21	$DR_{CBTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento no ano t, dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica, no ano t-2 em BTN	1 842	1 842
A''	R_{CBTN}^{CR}	Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	21 959	23 228
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	0	0
C'' = A'' - B''		Proveitos a recuperar pela actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	21 959	23 228
D''	RF_{CBTN}^{CR}	Proveitos resultantes da aplicação das tarifas de Comercialização em BTN	20 983	
E'' = D'' - A'' + B''		Desvio nos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, em 2018	-975	
$F'' = E'' * (1 + h_{t,2}) * (1 + h_{t,1})^2$	$DR_{CBTN,t-2}^{CR}$	Ajustamento em 2020 dos proveitos da actividade de Comercialização em BTN, relativos a 2018	-981	
G = F + F' + F''	DR_{CB2}^{CR}	Ajustamento em 2020 dos proveitos da actividade de Comercialização, relativos a 2018	-1 002	
$h_{t,2}^E$	$\frac{E}{2018}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 2018 acrescida de spread	0,327%	
$h_{t,1}^E$	$\frac{E}{2019}$	taxa de juro EURIBOR a doze meses, média de 1 de Janeiro a 15 de Novembro de 2019 acrescida de spread	0,289%	

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 período regulatório 2018-2020, procurou-se melhorar a regulação por incentivos no OPEX, 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 2020.

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 período regulatório 2018-2020, são indexadas à evolução das OT's da República Portuguesa a 10 anos. Para o ano de 2020 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 4,88%, 5,13% e de 5,13%, 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 ao CAPEX, continua a aplicar-se um modelo regulatório de aceitação de custos e investimentos em base anual. No que diz respeito aos custos com aquisição de combustíveis, aplica-se uma metodologia de custos de referência para os custos de aquisição, transporte, descarga e armazenamento.

4.6.1.1 PROVEITOS PERMITIDOS

CUSTOS DOS COMBUSTÍVEIS

No Quadro 4-80 e na Figura 4-19 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 2020 é inferior em cerca de 6% face ao previsto nas tarifas de 2019 e inferior ao estimado para 2019, em cerca de 3%.

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

	Unidade	2018 real	Tarifas de 2019	2019 em 2019 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2020	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	112,4	110,5	107,9	-4%	104,2	-6%	-3%

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

Figura 4-19 - 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

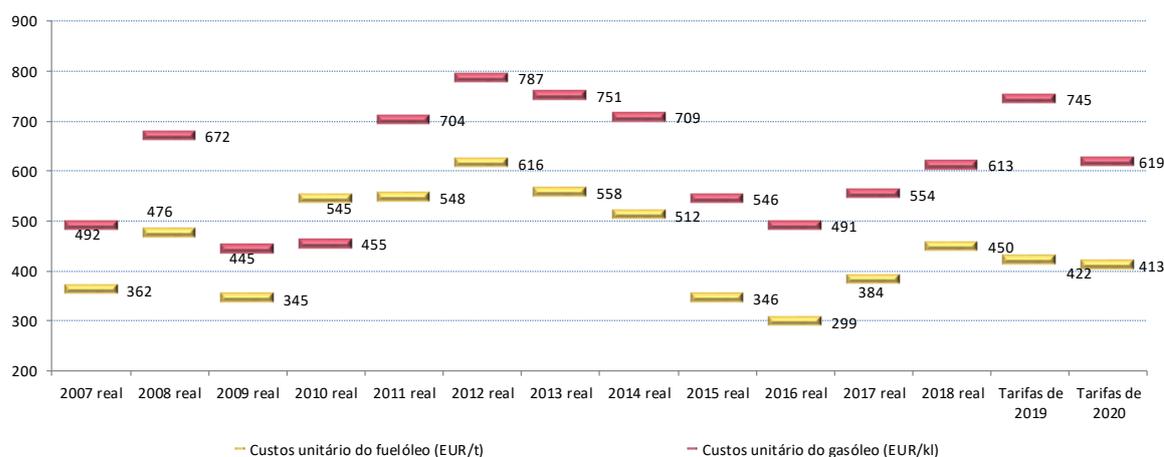
	Unidade	2018 real	Tarifas de 2019	2019 em 2019 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2020	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	$[(3)-(1)]/(1)$	(4)	$[(4)-(2)]/(2)$	$[(4)-(3)]/(3)$
Custo unitário do fuelóleo	EUR/t	450,1	421,8	461,1	2%	412,8	-2%	-10%
Custo unitário do gasóleo	EUR/kl	612,9	744,8	608,0	-1%	618,9	-17%	2%

Observa-se que no ano de 2018, os custos unitários aceites com combustíveis atingiram valores de 450,1 EUR/t e 612,9 EUR/kl, respetivamente para o fuelóleo e para o gasóleo. As últimas estimativas da EDA para o ano de 2019, revelam uma expectativa de crescimento do preço do fuelóleo e de decréscimo do preço do gasóleo. Quanto às previsões para 2020, a ERSE prevê uma redução do preço do fuelóleo e

um acréscimo do preço do gasóleo. Relativamente ao implícito nas tarifas de 2019, prevê-se que os preços do fuelóleo sejam inferiores em 2%, em 2020 e inferiores em 17%, no gasóleo, para o mesmo termo de comparação.

A Figura 4-20 permite visualizar para o período 2007 a 2020, as variações referidas anteriormente ao nível dos custos unitários com combustíveis consumidos pela EDA para produção de energia elétrica.

Figura 4-20 - Custos unitários dos combustíveis para produção de energia elétrica ocorrido e previstos



CUSTOS COM FUELÓLEO E GASÓLEO

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 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.

O Quadro 4-82 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de fuelóleo, em 2020.

Quadro 4-82 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2020

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) EUR/t	Consumo 2020 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) EUR	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) EUR	Custos eficientes previstos para 2020 (s/ custos transporte terrestre) EUR
	(1)		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)
São Miguel	352,76		47 873	1 870 929		18 758 457
Terceira	352,76		27 270	1 431 384		11 051 186
Pico		404,47	8 809	313 146	259 898	4 136 084
Faial		404,47	9 110	318 165	470 593	4 473 625
Total			93 062	3 933 624	730 491	38 419 351

O Quadro 4-83 apresenta o cálculo dos custos aceites com a aquisição de gasóleo, em 2020.

Quadro 4-83 - Determinação do preço de gásóleo implícito no cálculo das tarifas de 2020

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) EUR/kg/l	Consumo 2020 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes previstos para 2020
	(1)	(2)	(3)	(4)=(1)*(2)+(3)
Santa Maria	0,552	4 845 795	290 698	2 967 051
São Miguel	0,552	397 402	5 731	225 217
Graciosa	0,552	1 515 425	291 399	1 128 375
São Jorge	0,552	6 524 332	129 760	3 733 175
Pico	0,552	219 013	106 989	227 950
Faial	0,552	381 660	71 611	282 403
Flores	0,552	1 450 662	128 579	929 785
Corvo	0,552	423 192	0	233 731
Total		16 320 058	1 086 218	10 099 853

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 2019 face ao ocorrido em 2018, em 4,4%, como mostra o Quadro 4-84. Para 2020, o valor deverá apresentar um acréscimo de 3,8% face ao previsto em tarifas de 2019. 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	2018 real	Tarifas de 2019	2019 em 2019 (EDA)	Evolução anual %	Tarifas de 2020	Evolução anual %	
		(1)	(2)	(3)	[(3)-(1)]/(1)	(4)	[(4)-(2)]/(2)	[(4)-(3)]/(3)
Custo unitário SIA	EUR/MWh	101,0	102,7	105,4	4,4%	106,6	3,8%	1,1%

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 2018, a energia elétrica adquirida ao SIA torna-se competitiva. Em 2018, o custo variável unitário das centrais da EDA (excluindo os custos com as licenças de CO₂) aceite no ajustamento situou-se nos 112,4 EUR/MWh (Quadro 4-80), enquanto o custo unitário da energia elétrica adquirido ao SIA atingiu os 101,0 EUR/MWh (Quadro 4-84). Para as tarifas de 2020, prevê-se a tendência de decréscimo dos preços dos combustíveis, com o custo variável unitário das centrais térmicas de 104,2 EUR/MWh (Quadro 4-80) a ser inferior ao custo da energia adquirida ao SIA de 106,6 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 2018 e 2020, deve-se essencialmente à atualização dos preços de aquisição em cerca de 1% ao ano, bem como ao início 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

		2018 real			2019 em 2019			Tarifas 2020		
		Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total	Energia	Custo unitário	Custo Total
		(MWh)	(EUR/MWh)	(EUR)	(MWh)	(EUR/MWh)	(EUR)	(MWh)	(EUR/MWh)	(EUR)
Aquisição ao SIA	Hídrica	26 540	100,21	2 659 537	30 137	101,51	3 059 166	31 520	102,50	3 230 800
	Geotermia	204 170	100,10	20 437 437	194 016	101,51	19 694 776	199 719	102,50	20 471 228
	Eólica	66 576	100,67	6 702 466	76 517	112,88	8 637 219	80 226	121,61	9 756 086
	Térmica	0	-	0	0	-	0	0	-	0
	Biogás	479	100,10	47 971	490	97,07	47 523	490	107,24	52 507
	RSU	12 953	112,12	1 452 299	14 760	115,61	1 706 467	14 760	116,13	1 714 042
	Fotovoltaica	0	-	0	1 008	171,60	173 005	2 994	152,66	457 120
Aquisição de microgeração	Eólica	3	234,22	736	3	232,63	740	3	272,11	869
	Fotovoltaica	622	206,49	128 527	484	249,79	120 914	486	262,51	127 560
	Ondas	0	47 295,51	3 263	0	-	0	0	-	0
Total Energia Adquirida		311 344	100,96	31 432 237	317 415	105,35	33 439 810	330 198	108,45	35 810 213

Nos valores considerados para tarifas de 2020, os custos de aquisição de energia eólica e fotovoltaica à Graciólica foram aceites, por aplicação da metodologia constante do n.º 2 do artigo 111.º, do Regulamento

Tarifário em vigor. Os valores finais dos custos de aquisição de energia à Gracióllica só serão conhecidos nos ajustamentos aos proveitos de 2020 a efetuar em tarifas de 2022.

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 2019 e para tarifas 2020.

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

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019	Tarifas 2020	Varição T2020/T2019
a	Custos de exploração sujeitos a eficiência	12 662	12 664	0,0%
b	Custos com a operação e manutenção de equipamentos	8 717	9 540	9,4%
c = 1 + 2	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção do custo com fuelóleo e gasóleo aceites pela ERSE:	807	838	3,8%
1	Lubrificantes	777	803	3,3%
2	Amónia	30	35	18,0%
d = 3 + 4	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceite pela ERSE:	5 498	8 155	48,3%
3	Custos com o transporte do fuelóleo entre os portos e as centrais	401	422	5,0%
4	Custos com o CO2	5 096	7 734	51,8%
e = a+b+c+d	Custos de exploração aceites	27 683	31 197	12,7%

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 (7,734 milhões de euros) têm implícitas as quantidades que a EDA prevê adquirir (297 693 ton) e o preço previsto para 2020 de 25,98 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.

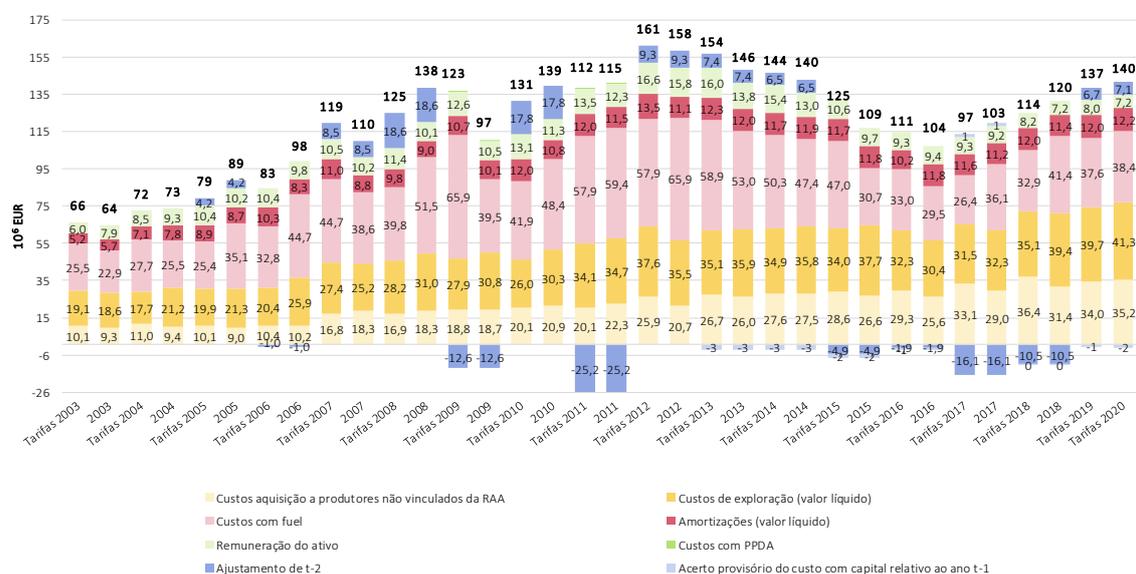
Quadro 4-87 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019	Tarifas 2020	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	34 014	35 186	3,4%
2	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	12 048	12 231	1,5%
3	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	155 203	146 819	-5,4%
4	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,17	4,88	-5,5%
5	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 289	-1 829	41,9%
6	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	12 662	12 664	0,0%
	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,43	1,51	
	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50	1,50	
7	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE	8 717	9 540	9,4%
8	Custos com o fuel aceites pela ERSE	37 631	38 419	2,1%
9	Outros combustíveis e lubrificantes, com excepção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	12 859	10 938	-14,9%
10	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO ₂ , aceites pela ERSE	5 498	8 155	48,3%
11	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-6 682	-7 123	6,6%
A=1+2+3*4/100+5+6+7+8+9+10-11		136 841	139 598	2,0%
12	Emissão para a rede (MWh)	791 672	807 731	2,0%
B=(A+11-5)/12		166,04	166,27	0,1%
13	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-2 955	-2 837	-4,0%

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

A Figura 4-21 permite observar a decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na EDA.

Figura 4-21 - 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 2018

De acordo com o n.º 6 do artigo 111.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento em 2020 dos proveitos da atividade de AGS, relativos a 2018, é dado pela diferença entre os valores recuperados pela EDA no montante de 114,285 milhões de euros (linha 5) e os proveitos que resultam da aplicação da fórmula definida no n.º 1 do artigo 111.º aos valores verificados em 2018, de 120,079 milhões de euros (linha 1), adicionados do ajustamento resultante da convergência tarifária nacional, de zero milhões de euros (linha 6). Este desvio é atualizado para 2020, aplicando-se as taxas EURIBOR a doze meses média, determinada com base em valores diários de 2018, 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 2019, acrescida de *spread* de 0,50%.

O Quadro 4-88 permite comparar os valores verificados em 2018 com os proveitos permitidos no cálculo das tarifas de 2018 e calcular o ajuste a repercutir nas tarifas de 2020.

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

		2018	Tarifas 2018	Diferença	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIA	31 432	36 437	-5 004	-13,7%
b	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	11 428	11 991	-563	-4,7%
c	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	139 506	149 263	-9 757	-6,5%
d	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,17	5,50	-0,33	
e	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-260	-260	0	0,0%
f	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	12 671	12 671	0	0,0%
g	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema aceites pela ERSE	9 043	9 272	-229	-2,5%
h	Custos com o fuel aceites pela ERSE	41 377	32 898	8 480	25,8%
i	Outros combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com o fuelóleo, aceites pela ERSE	12 560	10 662	1 898	17,8%
j	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas e com o CO2 aceites pela ERSE	5 131	2 498	2 632	105,4%
k	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1	0	1	-
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	10 512	10 512	0	0,0%
1 = a+b+c*d/100+e+f+g+h+i+j+k+l-m	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	120 079	113 869	6 210	5,5%
2	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	93 456			
3	Compensação relativa ao sobrecusto da AGS	20 828			
4	Custo da convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e recuperados pelas TVCF da RAA	0			
5 = 2+3+4	Proveitos recuperados na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	114 285			
6	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas na RAA	0			
7=5-1+6	Desvio de t-2	-5 794			
8	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-2 + spread	0,327%			
9	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread	0,289%			
10=7*(1+8)*(1+9)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2	-5 830			
11	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 283			
12=10+11*(1+9)	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativos a t-2 com acerto provisório de CAPEX	-7 113			

Este montante do ajustamento a favor da empresa resulta, em grande parte, do acréscimo ocorrido ao nível dos custos com os combustíveis face ao previsto, na sequência da evolução dos preços do fuelóleo e do gasóleo nos mercados internacionais e do menor peso das aquisições de energia elétrica ao SIA para fazer face à procura de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores. Estes fatores conjuntamente com outros fatores, igualmente explicativos dos ajustamentos, são desenvolvidos nos pontos que se seguem.

Na Figura 4-22 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS. A rubrica com maior peso no total dos proveitos permitidos, tanto em 2018 como em Tarifas de 2018, são os custos com o fuelóleo aceites pela ERSE.

Figura 4-22 - 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 2018 inferiores aos previstos em tarifas, em cerca de 1,8%. Tal é explicado pelo efeito conjugado da diminuição das quantidades adquiridas, de cerca de 1,5%, e do custo unitário, de cerca de 0,3% (Quadro 4-89).

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

	Quantidades (MWh)			Custo unitário aceite (EUR/MWh)			Custo Total (10 ³ EUR)		
	2018	T2018	Variação %	2018	T2018	Variação %	2018	T2018	Variação %
Hídrica	26 540	29 242	-9,2%	100,21	100,10	0,1%	2 660	2 927	-9,1%
Geotérmica	204 170	195 526	4,4%	100,10	99,92	0,2%	20 437	19 538	4,6%
Eólica	66 576	78 397	-15,1%	100,67	104,70	-3,8%	6 702	8 208	-18,3%
Térmica	0	0	-100,0%	0,00	71,30	-100,0%	0	0	-100,0%
Biogás	479	556	-13,9%	100,10	101,90	-1,8%	48	57	-15,4%
RSU	12 953	11 263	15,0%	101,62	98,24	3,4%	1 452	1 106	31,3%
Fotovoltaica	0	605	-100,0%	284,10	123,80	129,5%	0	75	-100,0%
Microgeração									
Eólica	3	2	62,0%	234,22	355,50	-34,1%	1	1	6,7%
Fotovoltaica	622	498	25,0%	206,49	211,44	-2,3%	129	105	22,1%
Ondas	0	0	-	47 295,51	0,00	-	3	0	-
Total	311 344	316 089	-1,5%	100,96	101,29	-0,3%	31 432	32 017	-1,8%

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 previstos e verificados

	Tarifas 2018	2018 EDA real	2018 ERSE real	2018 EDA real/ Tarifas 2018	2018 ERSE real/ Tarifas 2018	2018 ERSE real/ 2018 EDA real
	(1)	(2)	(3)	(4) = [(2) - (1)] / (1)	(5) = [(3) - (1)] / (1)	(6) = [(3) - (2)] / (2)
	Unid: 10 ³ EUR			%		
Fuelóleo	32 898	42 170	41 377	28,2%	25,8%	-1,9%
Gasóleo	9 853	11 468	11 678	16,4%	18,5%	1,8%
Lubrificantes	779	852	852	9,4%	9,4%	0,0%
Amónia	30	29	29	-2,6%	-2,6%	0,0%
Total	42 750	53 638	53 056	25,5%	24,1%	-1,1%

Observa-se que, em 2018, os custos com os combustíveis, aceites pela ERSE, foram superiores aos previstos nas Tarifas 2018 em 24,1% (10,305 milhões de euros). O cálculo do ajustamento de 2018 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 2018, 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) EUR/t	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) EUR/t	Consumo 2018 (t)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) EUR	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) EUR	Custos eficientes 2018 (s/ custos transporte terrestre) EUR	Custo real (s/ custo transporte terrestre) EUR	Custos não aceites EUR
Santa Maria	388,311							
São Miguel	388,311		45 360	1 909 521		19 523 166	19 640 944	-117 778
Terceira	388,311		28 457	1 484 314		12 534 477	13 050 916	-516 439
São Jorge	388,311							
Pico	388,311	434,415	8 843	338 617	271 033	4 451 329	4 694 373	-243 044
Faial	388,311	434,415	9 279	349 056	488 466	4 868 432	4 783 457	84 975
			91 939	4 081 508	759 499	41 377 405	42 169 691	-792 286

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

	2018		
	Quantidades ton	custo unitário EUR/ton	Total 10³EUR
Central Termoeléctrica SMG	45 359,7	4,0	181
Central Termoeléctrica TER	28 457,0	4,4	125
Central Termoeléctrica PIC	8 843,3	6,1	54
Central Termoeléctrica FAI	9 278,9	6,0	56
Total			417

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 (matéria prima + transporte + margem comercialização) EUR/kg/l	Consumo 2018 (kg/l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos eficientes 2018 (s/custos transporte terrestre) EUR	Custo real (s/ custo transporte terrestre) EUR	Custos não aceites EUR
Santa Maria	0,555	4 874 704	292 002	2 996 609	2 916 004	80 605
São Miguel	0,555	350 766	5 754	200 368	184 510	15 857
Terceira	0,555	689 296	63 994	446 433	402 606	43 827
Graciosa	0,555	3 587 021	303 332	2 293 501	2 184 981	108 520
São Jorge	0,555	6 796 239	129 871	3 900 595	4 102 948	-202 353
Pico	0,555	197 651	111 342	221 003	116 472	104 532
Faial	0,555	291 973	71 729	233 723	166 304	67 419
Flores	0,555	1 824 408	128 625	1 140 852	1 116 982	23 871
Corvo	0,555	441 653		245 040	277 586	-32 546
		19 053 711	1 106 648	11 678 124	11 468 392	209 732

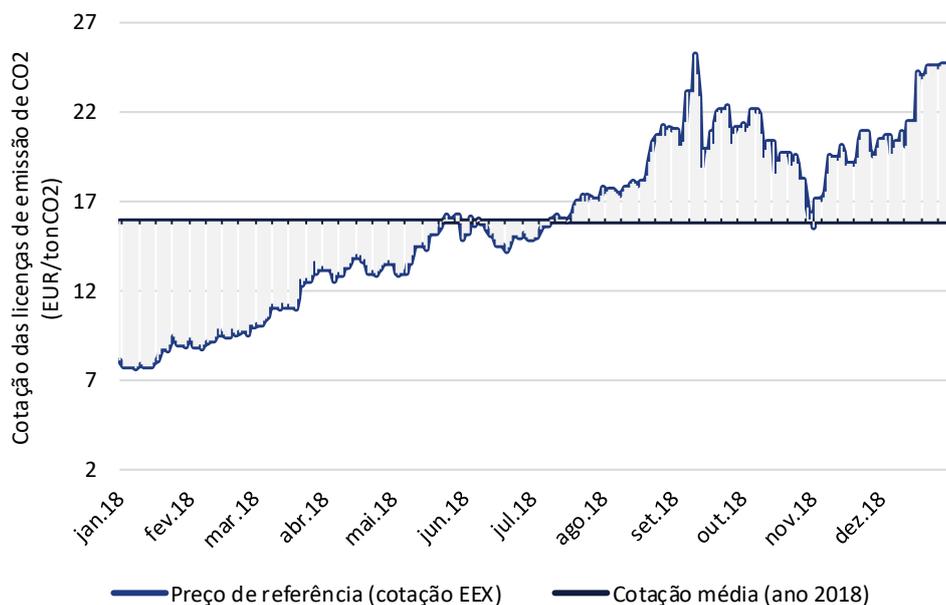
Licenças de CO₂

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 2018.

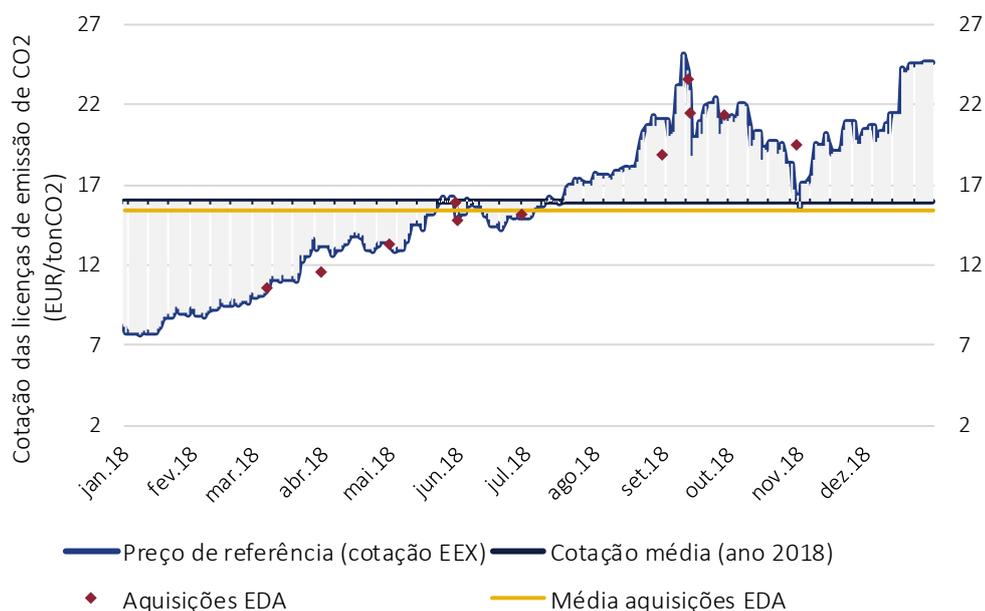
Relativamente ao mercado internacional de licenças de CO₂, o valor médio das licenças de emissão, em 2018, foi de 15,92 EUR/ton_{CO2}, obtido a partir de cotações em mercado secundário gerido pela *European Energy Exchange* (EEX).

Figura 4-23 – Cotação das licenças de emissão de CO₂ em mercado secundário (EEX), 2018



Em 2018, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas pela EDA (Caldeirão, Belo Jardim, Santa Bárbara e Pico) ascenderam a 294 741 toneladas de CO₂. No conjunto do ano, a empresa adquiriu licenças de emissão de 279 741 toneladas de CO₂, que permitiram um grau de cobertura das emissões de 2018 de 95%. O custo global das licenças adquiridas em 2018 orçou em cerca de 4,325 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 15,46 EUR/tonCO₂.

Figura 4-24 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAA, 2018



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EDA em 2018 é inferior em 0,46 EUR/tonCO₂ à cotação média verificada em mercado secundário, pelo que o diferencial global de aquisição foi cerca de 136 milhares de euros inferior ao custo de referência estimado para o global do ano.

O custo variável global de aquisição reportado pela EDA foi de cerca de 28 mil euros, o que corresponde a cerca de 0,10 EUR/tonCO₂, muito acima do valor de referência de 0,006 EUR /tonCO₂. A EDA reportou custos fixos de transação no montante de 24,5 milhões 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 2018, de 4,693 milhões de euros (294 741 toneladas valorizadas a 15,92 EUR/tonCO₂), a que acrescem 1 768 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 2018 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 4 714 045,17 euros, no qual inclui os custos de transação em mercado no valor de 20 000 euros.

Ajustamento resultante da convergência tarifária nacional

O ajustamento resultante da convergência tarifária na Região Autónoma os Açores, calculado de acordo com o artigo 160.º, do Regulamento Tarifário 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 2018, este ajustamento foi de zero euros.

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

		Unidade: 10 ³ EUR
		2018
1	Proveitos obtidos pela EDA por aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA aos fornecimentos a clientes finais da RAA	118 576
2	Proveitos obtidos por aplicação aos fornecimentos a clientes finais da RAA das tarifas de Energia, tarifa de UGS e tarifa de URT	93 456
3	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição.	22 234
4	Proveitos obtidos pela aplicação a clientes finais da concessionária da RAA das tarifas de Comercialização	2 886
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	0

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 remunerar⁶⁶

Unidade: 10³ EUR

	2018	Tarifas 2018	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	368 788	382 707	
Investimento Directo	6 789	2 121	
Transferência p/ exploração	3 881	12 884	
Reclassificações, alienações e abates	-6 442	-1 173	
Saldo Final (2)	373 015	396 538	-5,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	216 675	225 065	
Amortizações do Exercício	12 762	13 401	
Regularizações e abates	-531	62	
Saldo Final (4)	228 906	238 529	-4,0%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	9 272	9 268	
Comparticipações do ano	0	0	
Amortizações do ano	1 334	1 410	
Saldo Final (6)	7 938	7 858	1,0%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2017 (7) = (1) - (3) - (5)	142 841	148 374	-3,7%
Valor de 2018 (8) = (2) - (4) - (6)	136 171	150 152	-9,3%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	139 506	149 263	-6,5%

Na AGS, a variação do ativo a remunerar deve-se essencialmente ao facto do saldo final do ativo bruto, registado em 2018 ter sido inferior ao valor previsto em Tarifas de 2018. Este desvio decorre dum nível de investimento entrado em exploração mais baixo do que estava inicialmente previsto e de um valor elevado de reclassificações e abates.

⁶⁶ As licenças de CO₂ não se encontram contabilizadas para efeitos de remuneração do ativo.

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 2018 foi de 5,50%. 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 5,17%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2018, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2019, no montante de -1,289 milhões de euros, foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2018.

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 2018 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2018. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2019). O valor resultante é atualizado para 2020, através da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2018, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais, e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2019, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 0,013 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-96 - Ajustamento da tarifa social

		10 ⁷ 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 x (1 + It-1)	Valores provisórios relativos a t-2 considerados nas tarifas do ano t-1, atualizados para o ano t	-3 224
i_{t-2}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-2 + spread	0,327%
i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread	0,289%
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	13

A ausência de informação consistente no ofício da DGEG relativamente ao ano de 2018, determina que a decisão dos ajustamentos definitivos do financiamento da tarifa social para cada produtor, referente ao ano de 2018, seja efetuada ulteriormente com base na informação fidedigna que venha a ser recolhida, designadamente junto da daquela Direção-Geral. Pelo mesmo motivo, as transferências entre os produtores e a REN referentes ao ajustamento do ano 2018 só poderão ser determinadas aquando da receção da informação acima referida.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2020 da atividade de Aquisição de Energia e Gestão do Sistema incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2019, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2019. O valor total a devolver pela empresa, que decorre da diminuição do valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações, bem como da diminuição do nível da taxa de remuneração dos ativos em 0,28 p.p., é de 1,829 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2020 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-97.

Quadro 4-97 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

		10 ⁶ EUR		
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	12 048	11 502	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	155 203	138 050	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,17%	4,88%	
A = 1 + 2 x 3		20 066	18 243	
B = A (2019 em 2019) - A (Tarifas 2019)				-1 823
	i_{t-1}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread		0,322%
C = (1 + i_{t-1}) x B		Ajustamento do custo com capital da atividade de AGS, referente ao ano t-1		-1 829

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 2019 e o desconto estimado conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em 2019. Este montante é atualizado para 2020 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2019, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais. O valor do ajustamento por aplicação da tarifa social é de 0,122 milhões de euros, conforme se pode analisar no quadro seguinte.

Quadro 4-98 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 ⁶ EUR
		2019
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	2 955
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAA em t-1	2 834
C = A - B		121
	i_{t-1}	0,289%
D = (1 + i_{t-1}) x C		122

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 justificativa 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 4-99 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 4-99 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA

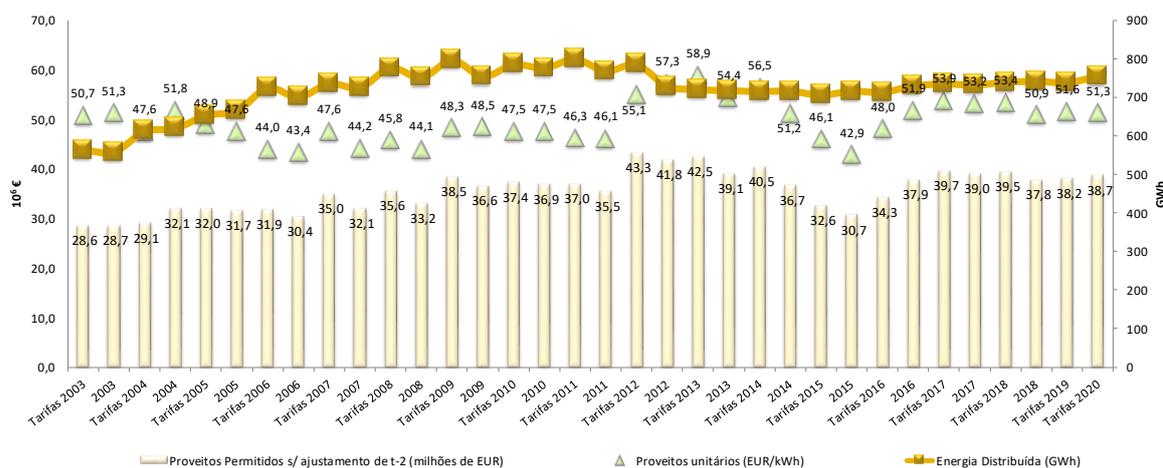
		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019	Tarifas 2020	Varição (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	10 826	11 113	2,6%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	201 827	214 296	6,2%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,13	-5,2%
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-1 549	-1 271	-17,9%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	13 096	12 980	-0,9%
6	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 862	4 884	0,5%
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	257	432	68,0%
A = 1+2*3/100+4+5+6-7	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 909	38 272	1,0%
8	Energia Distribuída (MWh)	739 346	754 696	2,1%
B = (A+7)/8	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	51,62	51,28	-0,7%
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	5 135	4 905	-4,5%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	124 113	133 976	7,9%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,13	-5,2%
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 021	-783	-23,3%
5' = 6'+7'*8'+9'*10'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 041	4 996	-0,9%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 528	2 490	-1,5%
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de EUR/MWh)	0,00445	0,00438	-1,5%
8'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	284 333	291 534	2,5%
9'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de EUR/cliente)	1,64851	1,62402	-1,5%
10'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	757	756	-0,1%
11'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,43	1,51	5,6%
12'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00	3,00	0,0%
13'	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	317	-13 740	-4335,3%
C = 1'+2'*3'/100+4'+5'-13'	Proveitos Permitidos em MT	15 561	29 735	91,1%
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	5 691	6 207	9,1%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	77 714	80 321	3,4%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,13	-5,2%
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-528	-489	-7,5%
5'' = 6''+7''*8''+9''*10''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 056	7 984	-0,9%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 025	3 965	-1,5%
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de EUR/MWh)	0,00441	0,00434	-1,6%
8''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	455 013	463 162	1,8%
9''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de EUR/cliente)	0,01628	0,01604	-1,4%
10''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	124 362	125 148	0,6%
11''	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,43	1,51	5,6%
12''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	3,00	3,00	0,0%
13''	Rendas de concessão dos municípios em BT	4 862	4 884	0,5%
14''	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-60	14 172	23620,0%
D = 1''+2''*3''/100+4''+5''+13''-14''	Proveitos Permitidos em BT	22 349	8 537	-61,8%
E = C+D	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 909	38 272	1,0%

A Figura 4-25 evidencia a evolução dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica da EDA, entre 2003 e 2020.

Os proveitos permitidos pela ERSE para as tarifas de 2020 apresentam um acréscimo de 1,0% relativamente às tarifas de 2019. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um

acréscimo de 0,7% relativamente ao ano anterior. A principal razão deste acréscimo resulta do aumento do valor médio dos ativos.

Figura 4-25 - 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 2020 o valor das rendas na Região Autónoma dos Açores ascenda a cerca de 4,9 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4.

No período regulatório de 2018 a 2020, a atividade de DEE da EDA passou a incluir um mecanismo de incentivo ao investimento em redes inteligentes. Este incentivo constitui uma rubrica 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 2020 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 2018

De acordo com o n.º 4 do artigo 114.º do Regulamento Tarifário em vigor, o ajustamento em 2020 dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a 2018, é dado pela diferença entre os proveitos efetivamente faturados em 2018 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 114.º aos valores realmente verificados em 2018.

No Quadro 4-100 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2018, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados para 2018 com base em valores reais, por nível de tensão. O ajustamento de 2018 da atividade de DEE a repercutir nos proveitos permitidos de 2020 é de 0,432 milhões de euros⁶⁷ resultante de um ajustamento em MT de -13,740 milhões de euros e em BT de 14,172 milhões de euros.

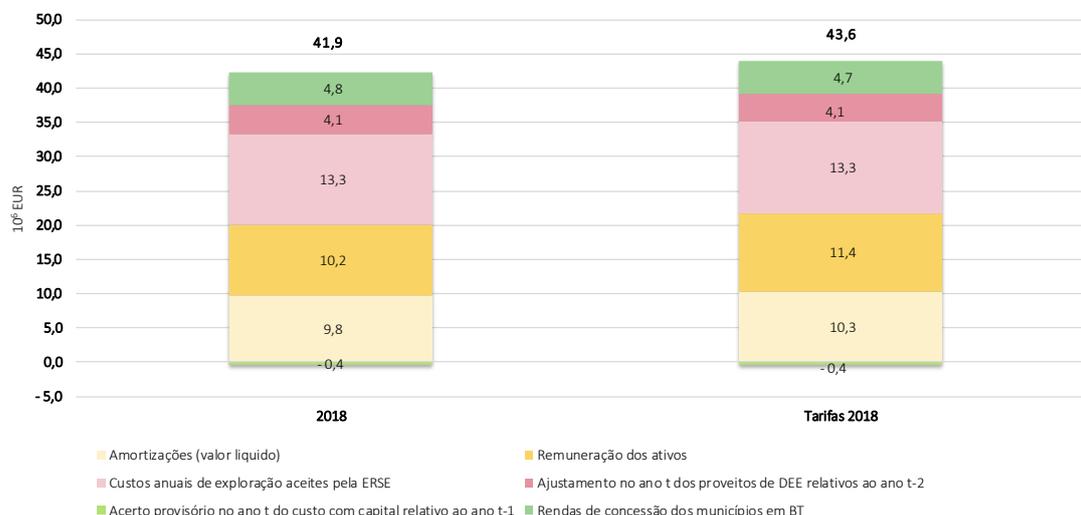
⁶⁷ Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-100 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2018	Tarifas 2018	Diferença		
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%	
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	9 824	10 327	-503	-4,9%	
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	188 816	199 004	-10 188	-5,1%	
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,75			
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1	-364	-364			
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE líquidos de outros proveitos	13 310	13 312	-2	0,0%	
f	Rendás de concessão dos municípios em BT	4 815	4 734	80	1,7%	
g	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	1	0			
h	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE relativos ao ano t-2	-4 117	-4 117			
1 = a+b*c/100 +d+e+f+g-h		Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	41 930	43 570	-1 639	-3,8%
i	Energia Distribuída (MWh)	742 481	740 102	2 379	0,3%	
2=1/i		Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	50,93	53,31	-2	-4,5%
dx t-2	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-2 + spread	0,327%				
dx t-1	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread	0,289%				
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	4 681	4 963	-282	-5,7%	
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	113 886	120 988	-7 102	-5,9%	
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,75			
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-294	-294			
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	5 131	5 136	-5	-0,1%	
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 568	2 568			
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em MT (milhares de EUR/MWh)	0,00452	0,00452			
h'	Indutor de custos - energia fornecida MT (MWh)	286 709	284 215	2 494	0,9%	
i'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição em MT (milhares de EUR/cliente)	1,67485	1,67485			
j'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	757	767	-10	-1,3%	
k'	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,08%	1,08%			
l'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	0,00%	0,00%			
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	-3 631	-3 631			
3 = a'+b'*c'/100 +d'+e'+f'+g'+h'+i'+j'+k'+l'+m'+n'		Proveitos Permitidos em MT	19 318	20 393	-1 076	-5,3%
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	3 382				
5	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	3 297				
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	0				
7=4+5+6		Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	6 679			
8 = (7-3)*(1+tx₁)*(1+tx₂)		Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2	-12 716			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1 em MT	-1 021				
10=6+9*(1+tx₁)		Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX	-13 740			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	5 143	5 364	-221	-4,1%	
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	74 931	78 017	-3 086	-4,0%	
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,75			
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-70	-70			
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	8 179	8 176	4	0,0%	
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	4 089	4 089			
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de EUR/MWh)	0,00448	0,00448			
h''	Indutor de custos - energia fornecida BT (MWh)	455 771	455 887	-116	0,0%	
i''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Distribuição, em BT (milhares de EUR/cliente)	0,01654	0,01654			
j''	Indutor de custos BT (nº médio de clientes)	123 853	123 604	249	0,2%	
k''	Taxa de inflação (PIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	1,08%	1,08%			
l''	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	0,00%	0,00%			
m''	Rendás de concessão dos municípios em BT	4 815	4 783	32	0,7%	
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	-487	-487			
11 = a''+b''*c''/100 +d''+e''+f''+g''+h''+i''+j''+k''+l''+m''+n''-o''		Proveitos Permitidos em BT	22 613	23 225	-612	-2,6%
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	18 852				
13	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	18 373				
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	0				
15 =12+13+14		Proveitos recuperados na atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	37 225			
16 = (15-11)*(1+tx₂)*(1+tx₁)		Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX	14 702			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de DEE relativo ao ano t-1, em BT	-528				
18=16+17*(1+tx₂)		Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, relativos a t-2, com acerto provisório de CAPEX	14 172			
19=10+18		Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativos a t-2	432			

Na Figura 4-26 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da DEE.

Figura 4-26 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



A diminuição observada nos proveitos permitidos de 2018, relativamente ao valor previstos em tarifas de 2018, deve-se essencialmente à redução ocorrida ao nível do CAPEX, como resultado da redução do valor médio dos ativos a remunerar em 5,1% e das amortizações em 4,9%.

Energia elétrica entregue pelas redes de distribuição

Em 2018, a taxa de crescimento da procura de eletricidade na RAA foi superior em cerca de 0,3% relativamente a ao valor previsto em tarifas de 2018.

O Quadro 4-101 apresenta o desvio nas quantidades entregues pelas redes de MT e de BT, relativamente ao previsto nas tarifas de 2018, que se situaram em 0,9% e em 0,0%, respetivamente.

Quadro 4-101 - Energia entregue pelas redes da distribuição

Unidade: MWh

	Real 2018	Tarifas 2018	Diferença 2018 - Tarifas 2018	
Redes de MT	286 709	284 215	2 494	0,9%
Redes de BT	455 771	455 887	-116	0,0%
Total	742 481	740 102	2 379	0,3%

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-102 apresenta os movimentos no ativo líquido a remunerar na atividade de DEE.

Quadro 4-102 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2018	Tarifas 2018	Desvio	
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)	
Ativo Fixo Bruto				
Saldo Inicial (1)	433 679	439 444		
Investimento Directo	1 784	2 470		
Transferências para Exploração	10 278	22 285		
Reclassificações, alienações e abates	-17	-117		
Saldo Final (2)	445 724	464 082	-4,0%	
Amortização Acumulada				
Saldo Inicial (3)	199 403	200 621		
Amortizações do Exercício	13 090	13 735		
Regularizações	-167	-85		
Saldo Final (4)	212 326	214 271	-0,9%	
Comparticipações				
Saldo inicial líquido (5)	46 174	45 997		
Comparticipações do ano	960	2 039		
Amortização do ano	3 266	3 407		
Regularizações				
Saldo Final (6)	43 868	44 628	-1,7%	
Ativo líquido a remunerar				
Valor de 2017	(7) = (1) - (3) - (5)	188 102	192 826	-2,4%
Valor de 2018	(8) = (2) - (4) - (6)	189 530	205 183	-7,6%
Ativo líquido médio	(9) = [(7) + (8)]/2	188 816	199 004	-5,1%

Ao nível da DEE o desvio ocorrido deve-se sobretudo ao desvio verificado 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 2018 foi

de 5,75%. 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 5,42%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2018, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2019, no montante de -1,549 milhões de euros (-1,021 milhões de euros em MT e -0,528 milhões de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2018.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

Os proveitos permitidos de 2020 da atividade de Distribuição de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2019, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2019. O valor total a devolver pela empresa, de 1,271 milhões de euros, decorre da diminuição do valor médio do ativo e da redução das taxas de remuneração, inferiores em cerca de 0,28 p.p.. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2020 referente ao ajustamento do CAPEX de $t-1$ ⁶⁸ é o que se apresenta no Quadro 4-103.

Quadro 4-103 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Ajustamento DEE MT			10 ³ EUR	
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 135	4 905	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	124 113	120 247	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,42%	5,13%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE MT	11 858	11 077	
B = A (2019 em 2019) - A (Tarifas 2019)				-780
i_{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread			0,322%
C = $(1 + i_{t-10}) \times B$				-783

Ajustamento DEE BT			10 ³ EUR	
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 691	5 460	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	77 714	77 007	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,42%	5,13%	
A = 1 + 2 x 3	Custo com capital afeto à atividade de DEE BT	9 900	9 413	
B = A (2019 em 2019) - A (Tarifas 2019)				-487
i_{t-10}	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread			0,322%
C = $(1 + i_{t-10}) \times B$				-489

⁶⁸ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

4.6.3 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.

4.6.3.1 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 4-104 são apresentados os valores considerados para o cálculo.

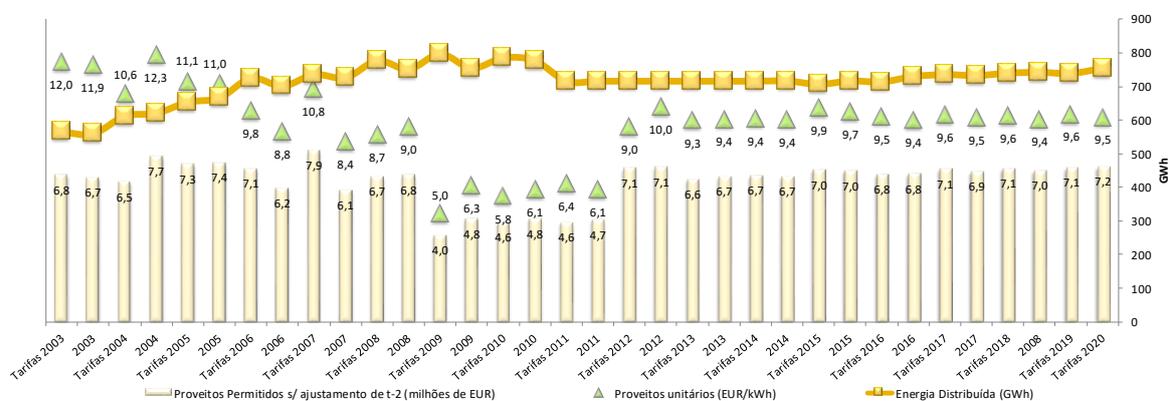
Quadro 4-104 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019	Tarifas 2020	Variação (%)
		(1)	(2)	[(2) - (1)]/(1)
1	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	439	521	18,7%
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	4 239	4 650	9,7%
3	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,13	
4	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-94	-96	1,5%
5	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 542	6 497	-0,7%
6	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t	-50	-2	
6	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-75	41	-154,6%
A = 1+2*3/100 +4+5-6		7 141	7 117	-0,3%
Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica				
7	Energia Fornecida (MWh)	739 346	754 696	2,1%
B = (A+6)/7		9,56	9,49	-0,8%
Proveitos permitidos por unidade fornecida (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)				
1'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	28	37	32,6%
2'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	251	324	29,2%
3'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,13	
4'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-16	-2	-87,7%
5' = 6'+7'*8'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	304	301	-1,1%
6'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT	153	151	-1,0%
7'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,19955	0,19758	
8'	Indutor de custos (nº médio de clientes)	757	756	-0,1%
9'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-31	25	-180,0%
C = 1'+2'*3'/100+4'+5'-9'		360	327	-9,0%
Proveitos Permitidos em MT				
1''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos participados	411	484	17,7%
2''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 988	4 326	8,5%
3''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,13	
4''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-78	-94	20,3%
5'' = 6''+7''*8''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 238	6 196	-0,7%
6''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 109	3 079	-1,0%
7''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (milhares de EUR/cliente)	0,02516	0,02491	
8''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	124 362	125 148	0,6%
9''	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t	-50	-2	
10''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-44	16	-136,9%
D = 1''+2''*3''/100 +4''+5''+9''-10''		6 782	6 790	0,1%
Proveitos Permitidos em BT				
E = C+D		7 141	7 117	-0,3%
Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica				

Os proveitos permitidos definidos pela ERSE, para as tarifas de 2020, apresentam um decréscimo na ordem dos 0,3% relativamente ao valor de tarifas de 2019. Excluindo os ajustamentos de t-2 e de t-1, os proveitos permitidos apresentam um acréscimo de 1,3%.

A Figura 4-27 demonstra a evolução dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA entre 2003 e 2020.

Figura 4-27 - Decomposição do nível dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EDA



4.6.3.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTOS DE 2018

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 2018 e os que resultam da aplicação da fórmula básica definida no n.º 1 do artigo 115.º aos valores realmente verificados em 2018.

O Quadro 4-105 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2018, apurado por nível de tensão. Em MT, é apurado um ajustamento de 0,025 milhões de euros e em BT de 0,016 milhões de euros, perfazendo um ajustamento de 0,041 milhões de euros⁶⁹ na atividade de CEE. No quadro são comparados os valores verificados em 2018 com os valores estimados em 2017 no cálculo das tarifas de 2018, por nível de tensão.

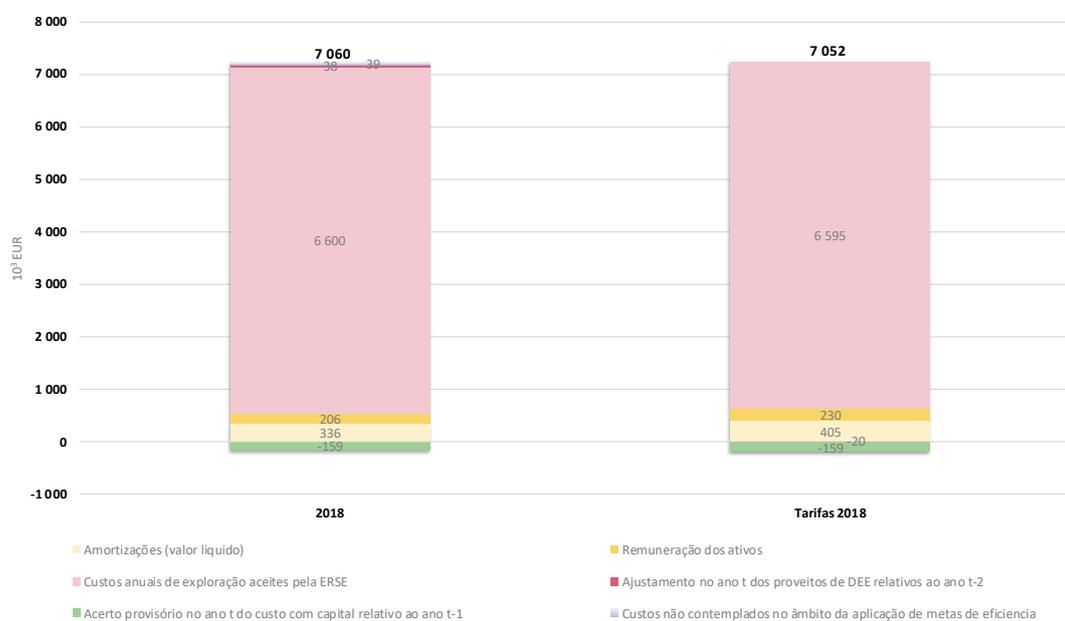
⁶⁹ Um ajustamento positivo significa um montante a devolver pela empresa.

Quadro 4-105 - Cálculo do ajustamento dos proveitos permitidos na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2018		Diferença 2018 - Tarifas 2018	
		10 ³ EUR	Tarifas 2018 10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
a	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	336	405	-69	-17,0%
b	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 803	4 008	-205	-5,1%
c	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,75		
d	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização relativo ao ano t-1	-159	-159		
e	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 600	6 595	4	0,1%
f	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t	39	0	39	
g	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-38	20		
1= a+b*c/100 +d+e+f-g		7 060	7 052	8	0%
tx t-2	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-2 + spread	0,327%			
tx t-1	taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t-1 + spread	0,289%			
g	Energia Fornecida (MWh)	742 481	740 102		
2=1/g		9,46	9,55		
a'	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	19	30	-10	-34,8%
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	203	304	-102	-33,3%
c'	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,75		
d'	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em MT relativo ao ano t-1	-23	-23		
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	307	309	-2	-0,7%
f'	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	155	155		
g'	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em MT (milhares de EUR/cliente)	0,201713	0,201713		
h'	Indutor de custos MT (nº médio de clientes)	757	767	-10	-1,3%
i'	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t	35	0	35	
j'	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	8	8		
3= a'+b'*c'/100 +d'+e'+f'+g'+h'+i'+j'		341	325	16	5%
4	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em MT	153			
5	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	229			
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	0			
7=4+5+6		382			
8= (7-3)*(1+tx...)*(1+tx...)		41			
9	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em MT	-16			
10=8+9*(1+tx...)		25			
a''	Amortizações do ativo fixo líquidas das amortizações dos ativos comparticipados	317	375	-58	-15,6%
b''	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 600	3 704	-104	-2,8%
c''	Taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,42	5,75		
d''	Ajustamento no ano t do custo com capital da atividade de Comercialização em BT relativo ao ano t-1	-135	-135		
e''	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	6 292	6 286	6	0,1%
f''	Componente fixa dos Proveitos da Atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT	3 143	3 143		
g''	Componente variável unitária dos Proveitos da Atividade de Comercialização, em BT (EUR/cliente)	0,02543	0,02543		
h''	Indutor de custos (nº médio de clientes)	123 853	123 604	249	0,2%
i''	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t	4	0	4	
j''	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE relativos ao ano t-2	-46	-46		
11= a''+b''*c''/100 +d''+e''+f''+g''+h''+i''+j''		6 718	6 784	-66	-1,0%
12	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA em BT	2 732			
13	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	4 080			
14	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de UGS e a recuperar pelas TVCF da RAA, imputáveis à atividade de CEE, em BT	0			
15 =12+13+14		6 812	7 110		
16= (15-11)*(1+tx...)*(1+tx...)		95			
17	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de CEE relativo ao ano t-1, em BT	-78			
18=16+17*(1+tx...)		16			
19=10+18		41			

Na Figura 4-28 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade da CEE.

Figura 4-28 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE



Número médio de clientes

O Quadro 4-106 apresenta o número médio de clientes da EDA considerado em 2017 para cálculo das tarifas de 2018 e o número ocorrido em 2018.

Quadro 4-106 - Número médio de clientes

	Real 2018	Tarifas 2018	Diferença 2018 - Tarifas 2018	
Clientes MT	757	767	-10	-1,3%
Clientes BT	123 853	123 604	249	0,2%
Total	124 609	124 371	239	0,2%

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 2018 foi de 5,75%. 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 5,42%.

Tendo em vista anular o seu efeito, o acerto ao CAPEX de 2018, considerado provisoriamente no cálculo dos proveitos permitidos de 2019, no montante de -0,094 milhões de euros (-0,016 milhões de euros em MT e -0,078 milhões de euros em BT), foi deduzido ao valor apurado de desvio de 2018.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

Os proveitos permitidos de 2020 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2019, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2019. O valor total a devolver pela empresa, que decorre do decréscimo ocorrido ao nível dos ativos a remunerar e da taxa de remuneração em 0,28 p.p., é de 0,096 milhões de euros. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2020 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1⁷⁰ é o que se apresenta no Quadro 4-107.

Quadro 4-107 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de CEE

Ajustamento CEE MT			10 ⁶ EUR	
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	28	25	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	251	267	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,42%	5,13%	
A = 1 + 2 x 3		41	39	
B = A (2019 em 2019) - A (Tarifas 2019)				-2
i_{t-10} taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread				0,322%
C = (1 + i_{t-10}) x B				-2
Ajustamento CEE BT				
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
1	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	411	332	
2	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	3 988	3 924	
3	Taxa de remuneração do activo fixo	5,42%	5,13%	
A = 1 + 2 x 3		627	534	
B = A (2019 em 2019) - A (Tarifas 2019)				-94
i_{t-10} taxa de juro EURIBOR a 12 meses, t - 1 + spread				0,322%
C = (1 + i_{t-10}) x B				-94

⁷⁰ Um desvio negativo significa um valor a devolver ao sistema.

4.6.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EDA PARA 2019

No Quadro 4-108 encontram-se sintetizados os proveitos permitidos para 2020 para cada uma das atividades reguladas da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

Quadro 4-108 - Proveitos permitidos à EDA para 2020

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2019	Tarifas 2020	T2020 /T2019
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	136 841	139 598	2,0%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 909	38 272	1,0%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 141	7 117	-0,3%
Proveitos permitidos da EDA	181 891	184 987	1,7%

Verifica-se um acréscimo dos proveitos permitidos na ordem dos 1,7%. As atividades que contribuíram mais para esta evolução foram a atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, com um acréscimo de 2,0% e da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, com um acréscimo de 1,0%.

Não considerando os ajustamentos definitivos de 2018 e provisórios de 2019, observa-se um acréscimo dos proveitos em 1,8%.

Quadro 4-109 - Proveitos permitidos à EDA, para 2020, excluindo ajustamentos de t-2 e de t-1

Unidade: 10³ EUR

	Tarifas 2019	Tarifas 2020	T2020 /T2019
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	131 448	134 304	2,2%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	39 716	39 976	0,7%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 160	7 254	1,3%
Proveitos permitidos da EDA	178 324	181 534	1,8%

O ajustamento a recuperar pela EDA em 2020 relativamente ao ano de 2018, atualizado para 2020, será de cerca de 6,650 milhões de euros⁷¹.

⁷¹ Um ajustamento negativo significa um montante a recuperar pela empresa.

Quadro 4-110 - Proveitos permitidos em 2018 e ajustamentos em 2020, na RAA

Unidade: 10³ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2018, definidos em 2017 (Tarifas 2018)	Proveitos recuperados em 2018, por aplicação das tarifas do Continente	Convergência Tarifária de 2018	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 2018, definidos em 2020	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Ajustamento a repercutir em 2020 (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 2020
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8) = [(2)+(3)+(4)-(5)-(6)+(7)] x (1++spread) * (1++spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	113 869	93 456	20 828	0	0	120 079	0	-5 830	-1 293	-7 123
Distribuição de Energia Elétrica	43 570	22 234	21 670	0		41 930		1 986	-1 554	432
Comercialização de Energia Elétrica	7 052	2 886	4 309	0		7 060		136	-95	41
Proveitos permitidos à EDA	164 490	118 576	46 807	0	0	169 069	0	-3 708	-2 941	-6 650

Tendo em conta que, os proveitos recuperados (165,383 milhões de euros) durante 2018 pela EDA são inferiores ao previsto (164,490 milhões de euros) em cerca de 0,5%, e que os proveitos permitidos aceites pela ERSE para 2018 (169,069 milhões de euros) são cerca de 2,8% superiores aos calculados para Tarifas 2018, o desvio de 2018 atinge os -3,708 milhões de euros. A este montante acresce o acerto provisório no CAPEX efetuado em Tarifas 2019 (-2,941 milhões de euros).

O ajustamento a receber pela EDA em 2020 relativamente ao ano de 2018 atualizado para 2020 será de – 6,650⁷² milhões de euros.

4.6.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

No Quadro 4-111 apresenta-se o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuição na RAA.

⁷² Um ajustamento negativo significa valor a receber pela empresa.

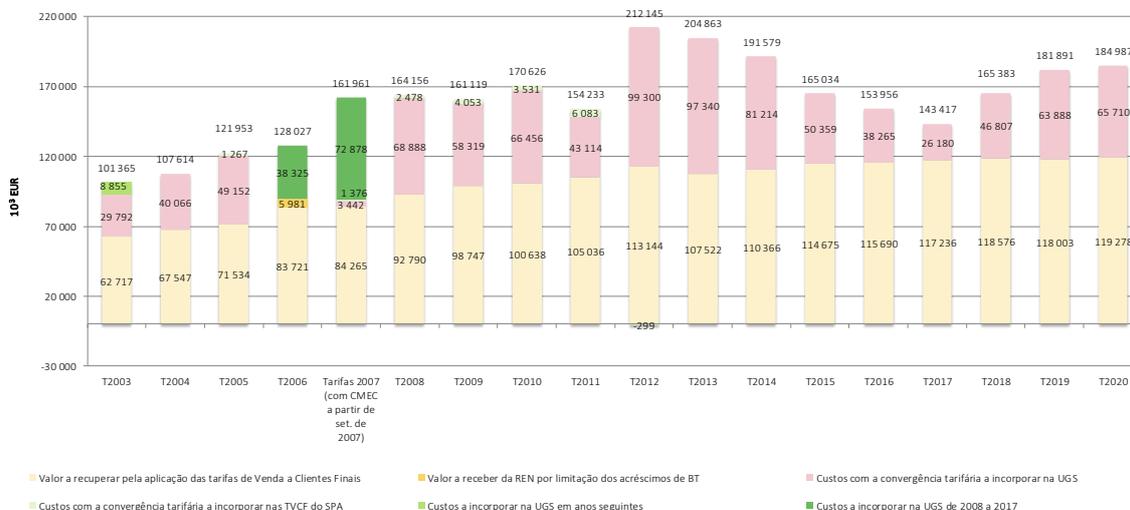
Quadro 4-111 - Custo com a convergência tarifária da RAA

Unidade: 10³ EUR

		Tarifas 2019	Tarifas 2020
A=1-2-3	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema na RAA	43 613	44 759
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	136 841	139 598
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	93 227	94 839
3	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de AGS da RAA	0	0
B=4-5-6	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica na RAA	16 499	17 573
4	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	37 909	38 272
5	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA	21 410	20 700
6	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de DEE da RAA	0	0
C=7-8-9	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica na RAA	3 776	3 378
7	Proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 141	7 117
8	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuição da RAA e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	3 366	3 739
9	Custos com a convergência tarifária da RAA não incorporados na tarifa de Uso Global do sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, imputáveis à atividade de CEE da RAA	0	0
D	Custo da Convergência Tarifária a Incorporar na UGS	63 888	65 710

A Figura 4-29 apresenta a decomposição dos proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2020.

Figura 4-29 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EDA de 2003 a 2020



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2020 é superior ao verificado nos cinco anos anteriores, 2015 a 2019. Esta evolução reflete o impacto do aumento 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 2020.

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 2020, 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 4,88%, 5,13% e de 5,13%, respetivamente.

4.7.1 ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

À 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 OPEX, enquanto ao nível do CAPEX 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 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.

O Quadro 4-112 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de fuelóleo, em 2020.

Quadro 4-112 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2020

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t	Consumo 2020 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2020 EUR
Madeira	358,119	41 041		185 333	14 883 048
Porto Santo	347,829	7 293	168 000		2 704 651
		48 334	168 000	185 333	17 587 699

O Quadro 4-113 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gasóleo, em 2020.

Quadro 4-113 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2020

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização) EUR/l	Consumo 2020 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2020 EUR
Madeira	0,551	1 109 347	24 713	636 208
Porto Santo	0,551	503 207	9 729	287 107
		1 612 554	34 442	923 315

O Quadro 4-114 apresenta os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural, em 2020.

Quadro 4-114 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2020

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1)	Consumo 2020 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2020 EUR (1) * (2)
Madeira	39,46	388 725	0	15 340 266

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 4-115 - Custos aceites com outros combustíveis e lubrificantes em 2020

	Custo médio unitário	Quantidades	Custo total anual (EUR)
Óleo Eur/kl	1 739,68	331,40	576 532
Outros custos com combustíveis e lubrificantes			576 532

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 2020 aceitou o valor de 4,5 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 AIE⁷³ delegou na EEM o direito ao ressarcimento dos custos assumidos com a aquisição de licenças do CO₂ junto do Sistema Elétrico Nacional.

⁷³ Atlantic Island Electricity

Deste modo, e tendo em conta que (i) a EEM, em conjunto com a AIE, prevê adquirir 357 919 licenças, e (ii) o preço previsto para 2020 para valorização destas licenças é de 25,98 EUR/t, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 9,3 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 4-116 apresenta os valores para o cálculo do nível de proveitos permitidos para 2020, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2019.

Quadro 4-116 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM

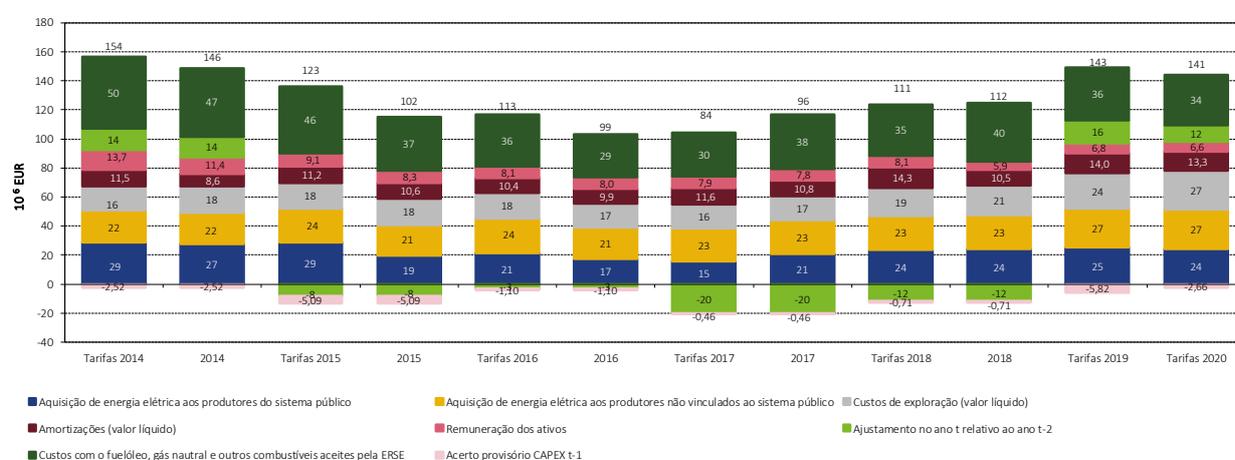
		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019	Tarifas 2020	Varição (%)
		(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	14 010	13 286	-5,2%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	132 150	134 980	2,1%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,17%	4,88%	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-5 822	-2 662	-
e	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	25 128	24 236	-3,5%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	26 789	27 036	0,9%
g	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	12 998	12 999	0,0%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	4 846	4 500	-7,1%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	19 983	17 588	-12,0%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	16 413	16 840	2,6%
k	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	6 609	9 298	40,7%
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	-15 533	-11 685	-
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	143 315	141 398	-1,3%
2	Emissão para a rede (MWh)	876 398	872 421	-0,5%
3 = (1 + m) / 2	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	145,80	148,68	2,0%
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social	-2 991	-3 433	-

Pela análise do Quadro 4-116, verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2020 regista um valor ligeiramente inferior ao nível dos valores aceites nas tarifas para 2019, 141,4 milhões de euros. Excluindo

os ajustamentos relativos a t-2, os proveitos permitidos unitários para 2020 apresentam um aumento na ordem dos 2%, para os 148,7 milhões de euros.

A figura infra apresenta, para os anos de 2014 a 2020, os proveitos permitidos aceites para tarifas e os proveitos reais aceites de 2014 a 2018. A comparação entre o valor do ano de 2018 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2018 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-30 - 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 o peso significativo 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 67% do total dos proveitos permitidos de 2020 (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 2018

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 4-117 apresenta as variáveis para o cálculo do ajustamento dos proveitos da atividade de AGS relativos ao ano de 2018, a repercutir em 2020. São igualmente apresentados nas secções seguintes, os parâmetros usados para o cálculo dos proveitos permitidos da atividade de AGS para 2018.

O desvio em 2018 entre o previsto e o ocorrido é explicado pelo aumento dos custos com a aquisição de energia elétrica ao Sistema Elétrico de Serviço Público da Madeira (SPM), pelo aumento dos custos com fuelóleo e pelo aumento dos custos com a aquisição de licenças 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 11,69 milhões de euros.

Este desvio pode ser decomposto nas seguintes parcelas:

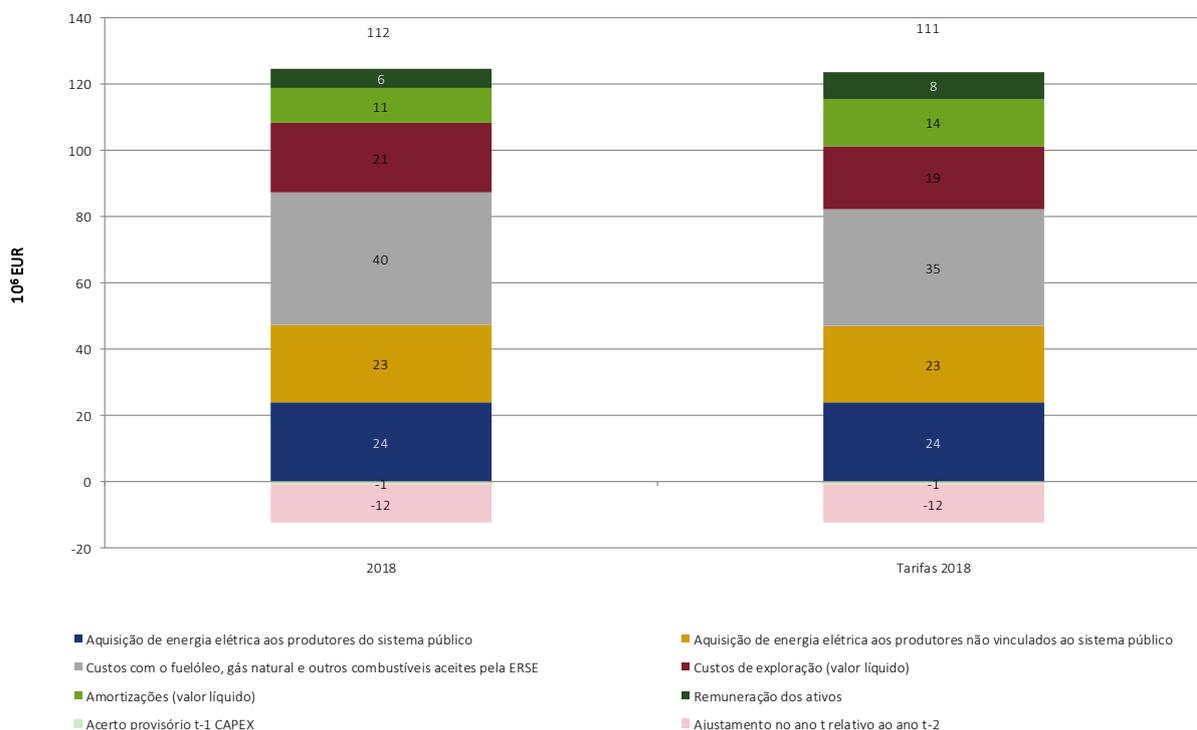
- -10,39 milhões de euros (linha 3), resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2018 por aplicação das tarifas no Continente (linha 2) e os proveitos a proporcionar em 2018, definidos em 2019 (linha1);
- 9,17 milhões de euros (linha 4) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de AGS;
- -4,59 milhões de euros (linha 6) referentes ao ajustamento resultante da convergência tarifária nacional;
- -5,84 milhões de euros (linha 10) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-117 - Cálculo do ajustamento na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema

		2018	Tarifas 2018	Diferença 2018 - Tarifas 2018	
		10 ³ EUR	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	10 513	14 288	-3 775	-26,4%
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e comparticipações	113 710	147 422	-33 712	-22,9%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,17%	5,50%	-0,33 p.p.	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-707	-707	0	-
e	Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM	24 063	23 909	154	0,6%
f	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica ao SIM	23 230	23 194	35	0,2%
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	13 007	13 007	0	0,0%
h	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	1 525	3 065	-1 539	-50,2%
i	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	23 469	18 571	4 899	26,4%
j	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	16 750	16 745	5	0,0%
k	Custos estimados para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	6 231	2 920	3 311	113,4%
l	Custos com a promoção do desempenho ambiental	0	0	0	-
m	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	11 752	11 752	0	-
1 = a + b * c + d + e + f + g + h + i + j + k + l - m	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	112 204	111 349	856	0,8%
2	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente	101 819			
3 = 2 - 1	Diferença entre Proveitos recuperados e Proveitos permitidos			-10 385	
4	Compensação relativa ao sobrecusto de AGS			9 168	
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			-4 593	
7	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread			0,327%	
8	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,289%	
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			-5 846	
10	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1, acrescido de juros			-5 839	
11 = 9 + 10	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, relativo a t-2			-11 685	

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 2018 como em Tarifas de 2018, 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 4-31 - Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de AGS



Custos com a aquisição de energia elétrica ao SPM

No Quadro 4-118 analisa-se a aquisição de energia elétrica efetuada a outros produtores do SPM em termos de quantidades, de custo e respetivo preço médio. O maior valor do custo total da aquisição de energia elétrica a outros produtores do SPM face ao previsto resulta, quase exclusivamente, do acréscimo do preço médio de aquisição de energia de origem térmica, face aos valores de tarifas para 2018.

Quadro 4-118 - Custos com a Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM

	2018	Tarifas 2018	Desvio (2018-Tarifas 2018)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica aos outros produtores do SPM (MWh)	192 320	192 000	320	0,2%
Preço Médio (EUR/MWh)	125,1	124,5	0,6	0,5%
Custo Total (10³ EUR)	24 063	23 909	154	0,6%

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 2018 com os previstos nas tarifas para 2018.

Quadro 4-119 - Custos Permitidos com a Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados

	2018	Tarifas 2018	Desvio (2018-Tarifas 2018)	
			Valor	%
Aquisição de Energia Elétrica aos produtores não vinculados (MWh)	174 278	169 821	4 457	2,6%
Preço Médio (EUR/MWh)	133,3	136,6	-3,3	-2,4%
Custo Total (10³ EUR)	23 230	23 194	35	0,2%

O preço médio de aquisição aos produtores não vinculados foi ligeiramente mais baixo do que o previsto. No entanto, tal não impediu que os custos tenham sido ligeiramente superiores ao previsto, o que se justifica pela quantidade adquirida ter sido maior do que o considerado nas tarifas.

O preço médio de aquisição aos produtores não vinculados é inferior 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 4-120 é analisada a aquisição de energia elétrica, desagregando-a por tipo de produção em regime especial, comparando os valores verificados em 2018 com os valores das tarifas para 2018.

Quadro 4-120 - Aquisição de Energia Elétrica ao SIM

	2018					Tarifas 2018					Desvio(2018-Tarifas 2018)			
	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 aos produtores não vinculados	169 284	4 994	174 278	23 230	133,3	164 651	5 170	156 428	23 194	148,3	11,4%	0,2%	-10,1%	
Térmica														
Fuel														
Gasóleo														
Hídrica	4 871	0	4 871	558	114,6	4 424	0	4 424	500	113,0	10,1%	11,7%	1,4%	
Eólica	100 689	1 287	101 976	9 121	89,4	94 811	1 452	82 870	8 531	102,9	23,1%	6,9%	-13,1%	
Geotérmica														
Outros	63 724	3 707	67 431	13 550	201,0	65 416	3 718	69 134	14 163	204,9	-2,5%	-4,3%	-1,9%	
RSU	34 946	0	34 946	3 065	87,7	35 566	0	35 566	3 124	87,8	-1,7%	-1,9%	-0,1%	
Fotovoltaica	24 141	3 176	27 317	9 216	337,4	24 550	3 169	27 719	9 400	339,1	-1,4%	-2,0%	-0,5%	
Microprodução	4 637	531	5 168	1 269	245,5	5 300	549	5 849	1 639	280,2	-11,6%	-22,6%	-12,4%	

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 4-121 - Comparação entre os custos com os combustíveis em 2018 previstos e ocorridos

	Custo total (10 ³ EUR)						
	Aceite ERSE	Previsto tarifas	Verificado	Variação			
	(1)	(2)	(3)	[(1) - (3)] / (3)	[(1) - (2)] / (2)	[(3) - (2)] / (2)	
Fuelóleo	23 469	18 571	22 821	2,8%	26,4%	22,9%	
Gasóleo	1 622	1 526	1 702	-4,7%	6,3%	11,5%	
Óleo + Amónia + Biofuel	671	638	671	0,0%	5,2%	5,2%	
Gás Natural	14 458	14 581	14 689	-1,6%	-0,8%	0,7%	
Total	40 219	35 315	39 883	0,8%	13,9%	12,9%	

Observa-se que, em 2018, os custos com os combustíveis aceites pela ERSE foram superiores aos verificados, tendo contribuído para esta situação o facto dos custos de fuelóleo terem sido inferiores aos seus respetivos custos de referência. Situação oposta verificou-se nos casos do gás natural e do fuelóleo. Recorde-se que no ajustamento de 2018 foi, pelo quarto ano, aplicada a nova metodologia de custos de referência para a aquisição de combustíveis (fuelóleo e gasóleo), resultante das conclusões retiradas do Estudo *“Study on Reference Costs and Setting Efficiency Targets in the fuel purchase activity”*, de 2016.

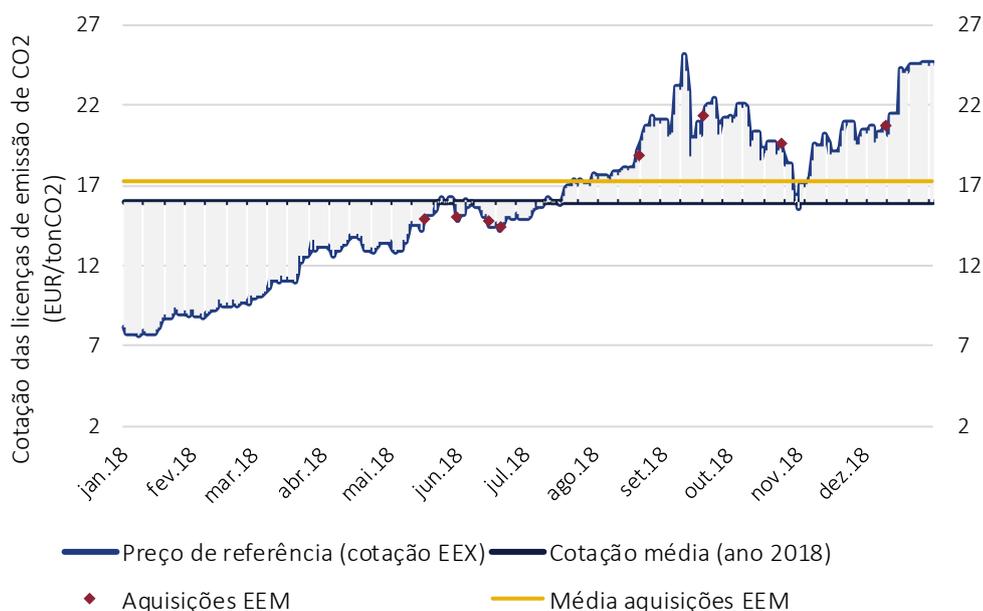
Recorde-se, igualmente, que aquando da definição dos parâmetros para o atual período regulatório, a presente metodologia foi avaliada, o que levou a uma revisão dos parâmetros considerados para a definição dos custos de referência de aquisição dos combustíveis, designadamente de gás natural, a aplicar a partir de 2018.

Licenças de CO₂

Em 2018, as emissões verificadas para o conjunto das centrais geridas (direta ou indiretamente) pela EEM (Vitória, Porto Santo e Caniçal) correspondeu a 389 996 toneladas de CO₂, das quais 131 073 foram adquiridas licenças pela EEM, em virtude da necessidade da AIE 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 390 mil toneladas de CO₂, o que significou um grau de cobertura das emissões de 100%. O custo global das licenças adquiridas no ano orçou em 6,748 milhões de euros, com um custo médio de aquisição de 17,30 EUR/tonCO₂.

Figura 3 – Custos de aquisição de licenças de emissão de CO₂ na RAM, 2018



O valor médio de aquisição das licenças de emissão de CO₂ adquiridas pela EEM em 2018 foi superior à cotação média em mercado secundário em 1,38 EUR/tonCO₂. Nesse sentido, o custo global de aquisição foi cerca de 538 milhares de euros superior ao custo de referência estimado para o global do ano.

Os custos fixos de transação, reportados pela EEM para a negociação efetuada em 2018 foram de 22 293 euros, superior ao valor máximo previsto no incentivo (20 milhares de euros). O custo variável global de

aquisição reportado pela EEM foi de 32,5 milhares de euros, o que corresponde a 0,08 EUR/tonCO₂ muito acima do valor de referência de 0,006 EUR/tonCO₂.

Em termos globais, para a RAM, o custo de aquisição reconhecido nos termos do mecanismo é, para 2018, de 6,209 milhões de euros (cerca de 390 mil toneladas valorizadas a 15,92 EUR/tonCO₂), a que acrescem 2 240 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 2018 e no âmbito do mecanismo estabelecido com a Diretiva n.º 2/2014 da ERSE, é de 6 231 076,30 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 4-122 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2018	Tarifas 2018	Desvio
	(1)	(2)	[(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	18 522	47 502	-61,0%
Ativo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	443 809	446 727	
Investimento Direto	917	47 835	
Transferências para Exploração	1 213	42 215	
Reclassificações, alienações e abates	-6	0	
Saldo Final (2)	445 934	536 778	-16,9%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	315 958	316 122	
Amortizações do Exercício	11 227	15 964	
Regularizações	-3	0	
Saldo Final (4)	327 182	332 086	-1,5%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	9 898	9 898	
Comparticipações do ano	103	22 334	
Amortização do ano	714	1 675	
Saldo Final (6)	9 287	30 556	-69,6%
Ativo líquido a remunerar			
Valor de 2017 (7) = (1) - (3) - (5)	117 954	120 707	-2,3%
Valor de 2018 (8) = (2) - (4) - (6)	109 466	174 136	-37,1%
Ativo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	113 710	147 422	-22,9%

À semelhança do sucedido em 2016 e 2017, o desvio verificado entre o investimento previsto em tarifas e o efetivamente realizado em 2018 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 2018 foi de 5,50%. 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 5,17%.

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 2018 e o desconto efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2018. A este montante é retirado o valor do ajustamento provisório já considerado em tarifas de t-1 (ano 2019).

O valor resultante é atualizado para 2020 através da aplicação da aplicação da Euribor a 12 meses verificada em 2018, acrescida de um *spread* de 0,50 pontos percentuais e da Euribor a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2019, 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 4-123 – Ajustamento da tarifa social

			10 ³ EUR
			2018
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-2		794
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-2		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-2, por aplicação da tarifa social		-4 430
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-2		-4 110
$i_{k,2}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-2 + spread		0,327%
$i_{k,1}$	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread		0,289%
$E = C \times (1 + i_{k,2}) \times (1 + i_{k,1}) - [D \times (1 + i_{k,1})]$	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		-348

A ausência de informação consistente no ofício da DGEG relativamente ao ano de 2018, determina que a decisão dos ajustamentos definitivos do financiamento da tarifa social para cada produtor, referente ao ano de 2018, seja efetuada ulteriormente com base na informação fidedigna que venha a ser recolhida, designadamente junto da daquela Direção-Geral. Pelo mesmo motivo, as transferências entre os produtores e a REN referentes ao ajustamento do ano 2018 só poderão ser determinadas aquando da receção da informação acima referida.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

CAPEX

Os proveitos permitidos de 2020 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2019, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2019. 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 2020 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-124.

Quadro 4-124 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de AGS

Unid: 10³ EUR

AGS		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
1	Amortização dos ativos fixos	14 010	12 217	
2	Valor médio dos ativos fixos	132 150	122 197	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,17%	4,88%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à AGS	20 838	18 183	
B=A (T2019) - A (2019 em 2019)	Ajustamento sem juros			-2 655
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,289%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-2 662

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 2019 e o desconto previsto conceder pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em 2019. Este montante é atualizado para 2019 através da aplicação da EURIBOR a 12 meses verificada até 15 de novembro de 2019, 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 4-125 - Ajustamento provisório da tarifa social

		10 ³ EUR
		2019
A	Montantes transferidos pelo operador da rede de transporte do continente do valor previsto da tarifa social em t-1	2 991
B	Desconto relativo à tarifa social efetivamente concedido pela concessionária do transporte e distribuição da RAM em t-1	3 283
$C = A - B$	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	-292
i_{t-1}	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,289%
$D = (1 + i_{t-1}) \times C$	Ajustamento aos proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da RAM no ano t-1, por aplicação da tarifa social	-293

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 2020, encontrando-se, igualmente, apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2019.

Quadro 4-126 - 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 2019	Tarifas 2020	Varição (%)
		(1)	(2)	$(1) = [(2) - (1)] / (1)$
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]	13 207	13 152	-0,4%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	8 922	9 074	1,7%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	102 530	105 804	3,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,42%	5,13%	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-1 269	-1 353	-
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)]	4 763	4 678	-1,8%
e	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 359	2 324	-1,5%
	Componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 405	2 354	-2,1%
f	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/kWh)	0,00560	0,00551	-1,5%
g	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão MT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	218 238	210 117	-3,7%
h	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	3,87312	3,81557	-1,5%
i	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	305	313	2,6%
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	-678	342	-
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	18 648	17 488	-6,2%
6	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(j) + (k) x (l) + (m)]	7 739	8 658	11,9%
j	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	5 248	5 999	14,3%
k	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	48 426	51 541	6,4%
l	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,42%	5,13%	-
m	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	-132	13	-
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)]	12 430	12 310	-1,0%
n	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 196	6 104	-1,5%
	Componente variável dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 234	6 206	-0,4%
o	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/kWh)	0,00531	0,00523	-1,5%
p	Energia eléctrica prevista entregar pela rede de distribuição no nível de tensão BT a clientes e a redes de nível inferior, em kWh	584 569	589 120	0,8%
q	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,02269	0,02235	-1,5%
r	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	138 053	139 878	1,3%
8	Rendas de concessão dos municípios em BT	6 863	6 924	0,9%
9	Custos estimados para o ano t, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência		23	-
10	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	6	155	-
11 = 6 + 7 + 8 + 9 - 10	Proveitos Permitidos em BT	27 026	27 759	2,7%
12 = 5 + 11	Proveitos Permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 675	45 247	-0,9%
13	Energia Distribuída (MWh)	802 807	799 237	-0,4%
14 = (12 + 4 + 10) / 13 * 1000	Proveitos permitidos por unidade distribuída (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	56,1	57,2	2,1%

A análise do quadro evidencia um decréscimo do nível dos proveitos permitidos em média tensão de 2020 face aos valores aceites das tarifas para 2019 (de 18,6 milhões de euros para 17,5 milhões de euros), enquanto os proveitos permitidos da baixa tensão apresentam um ténue aumento (de 27 milhões de euros

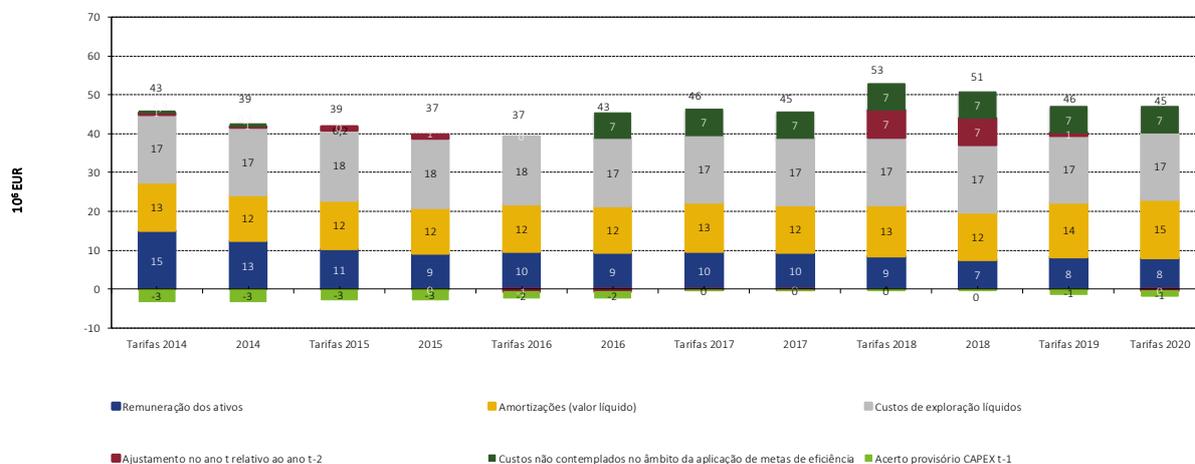
para 27,8 milhões de euros). No total da atividade de distribuição de energia elétrica, os proveitos permitidos reduzem-se ligeiramente (-0,9%) para 45,3 milhões de euros

Excluindo o ajustamento relativo a t-2, o nível dos proveitos permitidos unitários para igual período apresenta um incremento de 2,1%, para os 57,2 EUR/MWh. Esta evolução deve-se, essencialmente, ao incremento do CAPEX em BT de 919 milhares de euros (+11,9%) em relação a tarifas de 2019, devido ao maior investimento face ao previsto, que sobrecompensa a diminuição dos proveitos de MT e 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 4-32 é evidenciada a desagregação dos proveitos permitidos de 2014 a 2020, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. A comparação entre o valor do ano de 2018 aceite pela ERSE e o valor das tarifas de 2018 é efetuada em detalhe no capítulo seguinte.

Figura 4-32 - 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 2020 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 2018 fica a dever-se ao pagamento das rendas de concessão, que foram pela primeira vez contempladas nos ajustamentos de 2016 que integraram os proveitos permitidos de 2018.

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 2020 o valor das rendas na Região Autónoma da Madeira ascenda a 6,9 milhões de euros. Este tema encontra-se desenvolvido no ponto 5.4.

Adicionalmente, acrescentou-se, na rubrica de outros custos não sujeitos a metas de eficiência em baixa tensão, uma estimativa para o incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes referente a 2019, de acordo com os parâmetros definidos na secção “Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)” do capítulo 6. Considerou-se, a título previsional, o montante de 23 milhares de euros de incentivo, tal como previsto no Regulamento ERSE n.º 610/2019, de acordo com os parâmetros propostos no mesmo capítulo. Este valor, que será revisto em tarifas de 2021 com base em valores reais, pressupõe uma estimativa feita pela empresa de integração nas redes inteligentes, até ao final de 2019, de cerca de 4 500 instalações em BT.

4.7.2.2 AJUSTAMENTOS

AJUSTAMENTO DE 2018

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 4-127 apresentam-se os parâmetros utilizados para o cálculo dos proveitos permitidos de 2018, bem como os parâmetros dos proveitos recalculados em 2018, por nível de tensão.

Os custos com capital em MT foram menores do que o previsto para 2018, enquanto no que diz respeito aos custos de operação observou-se um acréscimo relativamente ao previsto em tarifas de 2018, 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, quer o ajustamento de MT, de 342 milhares de euros, quer o ajustamento de BT, de 155 milhares de euros, foram positivos, isto é, a pagar pela empresa. Analisando o total da atividade, observa-se um ajustamento positivo de t-2 para a atividade de distribuição de 497 milhares de euros.

O desvio de 2018 é decomposto pelas seguintes parcelas:

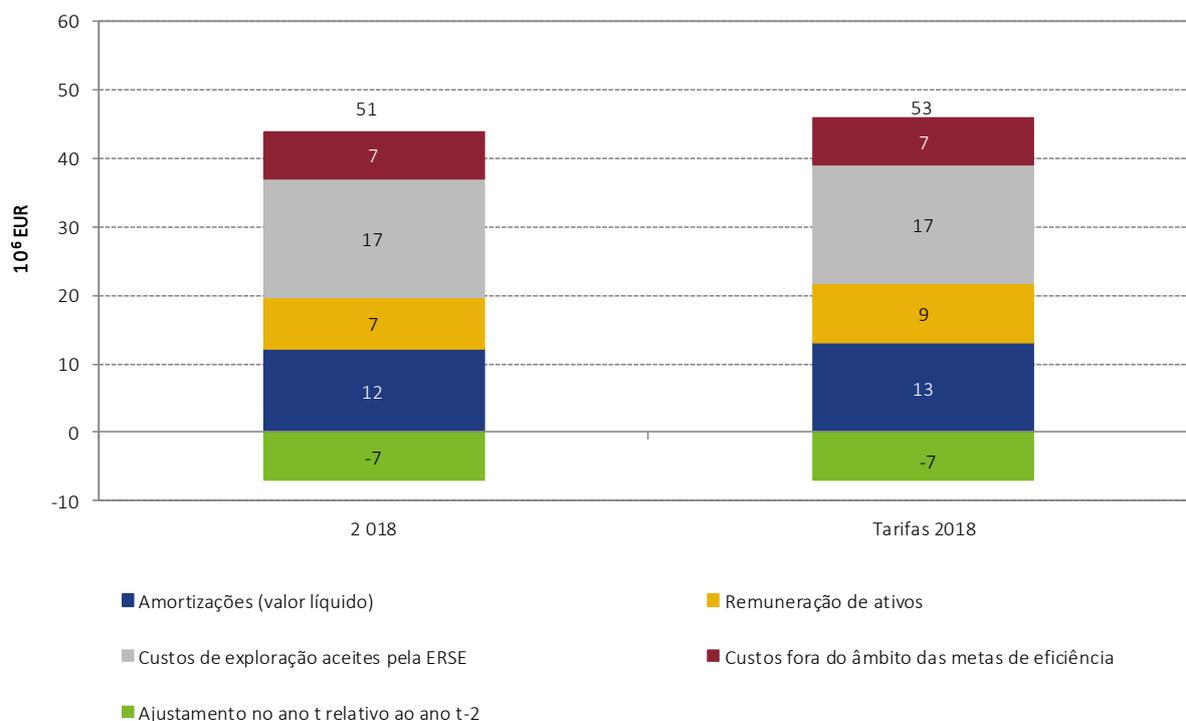
- -24,22 milhões de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2018 por aplicação das tarifas no Continente no total (linha 6 e linha 19) e os proveitos a proporcionar em 2018, definidos em 2019, (linhas 5 e 18));
- +26,11 milhões de euros (linhas 7 e 20) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de DEE;
- -1,4 milhões de euros (linhas 12 e linha 25) relativos à anulação do acerto provisório do custo com capital considerado em t-1, acrescido de juros.

Quadro 4-127 - Cálculo do ajustamento na atividade de Distribuição de Energia Elétrica

		2018	Tarifas 2018	Diferença 2018 - Tarifas 2018	
		10 ³ EUR	10 ³ EUR	10 ³ EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]	12 163	13 819	-1 656	-12,0%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	7 472	8 258	-786	-9,5%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	92 869	102 611	-9 743	-9,5%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,42%	5,75%	-0,33 p.p.	-
a'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1	-340	-340	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)]	4 800	4 793	8	0,2%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 396	2 396	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	2 404	2 396	8	0,3%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por kWh	0,00569	0,00569	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	208 032	210 700	-2 668	-1,3%
g	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	3,93500	3,93500	0	0,0%
h	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	310	304	6	1,9%
3	Custos previstos para o ano t-1, em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	-1	0	-1	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em MT relativos ao ano t-2	-5 821	-5 821	0	0,0%
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos Permitidos em MT	22 783	24 433	-1 650	-6,8%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	2 223			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em MT	22 165			
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	0,327%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,289%			
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	1 614			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-1 272			
13 = 11 - 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em MT	342			
14	Custo com capital afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT [(i) + (j) x (k) + (i')]	7 255	7 604	-349	-4,6%
i	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	4 763	4 886	-123	-2,5%
j	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	45 124	46 444	-1 320	-2,8%
k	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica (%)	5,42%	5,75%	-0,33 p.p.	-
i'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1	47	47	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)]	12 632	12 591	41	0,3%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 295	6 295	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT	6 337	6 295	41	0,7%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por kWh	0,00539	0,00539	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	583 272	583 939	-666	-0,1%
o	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,02305	0,02305	0	0,0%
p	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	138 496	136 547	1 949	1,4%
16	Custos previstos para o ano t-1, em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	6 785	6 800	-14	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de DEE em BT relativos ao ano t-2	-1 076	-1 076	0	0,0%
18 = 14 + 15 + 16 - 17	Proveitos Permitidos em BT	27 748	28 071	-323	-1,1%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	24 085			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da DEE, em BT	3 949			
21	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			
22	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária t-2 + spread	0,327%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,289%			
24 = (19 - 18 + 20 + 21) * [1+(22)/100]*[1+(23)/100]	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	288			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de DEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	-132			
26 = 24 - 25	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2, em BT	155			
27 = 13 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, relativo ao ano de t-2	497			

Na figura infra é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE previsto para tarifas 2018 e verificado nesse ano.

Figura 4-33- Decomposição dos proveitos permitidos da atividade de DEE



Energia entregue pela rede de distribuição

O Quadro 4-128 apresenta os valores de energia prevista entregar em MT e em BT, considerada no cálculo de tarifas para 2018 e os valores de energia ocorrida, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-128 - Energia entregue pelas redes de distribuição

	Unidade: MWh			
	2018	Tarifas 2018	Desvio (2018-Tarifas 2018)	
			Valor	%
Fornecimentos MT	208 032	210 700	-2 668	-1,3%
Fornecimentos BT	583 272	583 939	-666	-0,1%
Total	791 304	794 639	-3 335	-0,4%

Amortizações e valor médio dos ativos a remunerar

O Quadro 4-129 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 4-129 - Movimentos no ativo líquido a remunerar

Unidade: 10³ EUR

	2018 (1)	Tarifas 2018 (2)	Desvio [(1) - (2)] / (2)
Investimento a custos técnicos	18 102	16 999	6,5%
Activo Fixo Bruto			
Saldo Inicial (1)	392 220	397 497	
Investimento Directo	6 377	17 790	
Transferências para Exploração	1 790	4 163	
Reclassificações, alienações e abates	-31	0	
Saldo Final (2)	400 355	419 450	-4,6%
Amortização Acumulada			
Saldo Inicial (3)	246 085	246 394	
Amortizações do Exercício	12 907	13 840	
Regularizações	-16	0	
Saldo Final (4)	258 977	260 234	-0,5%
Comparticipações			
Saldo inicial líquido (5)	5 706	5 706	
Comparticipações do ano	788	1 491	
Amortização do ano	672	696	
Saldo Final (6)	5 822	6 501	-10,5%
Activo líquido a remunerar			
Valor de 2017 (7) = (1) - (3) - (5)	140 429	145 397	-3,4%
Valor de 2018 (8) = (2) - (4) - (6)	135 556	152 714	-11,2%
Activo líquido médio (9) = [(7) + (8)]/2	137 993	149 056	-7,4%

Conforme se verifica pelo quadro anterior, o investimento realizado em 2018 na atividade de distribuição foi superior ao previsto em tarifas, situação que inverte a tendência dos últimos anos, onde o valor previsto para o investimento na atividade de distribuição era bastante superior ao valor realizado.

Taxa de remuneração

Refletindo a metodologia de indexação apresentada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, o custo de capital varia com base na evolução da média das *yields* das OT a 10 anos da República Portuguesa, calculada num período de 12 meses que termina no mês de setembro a que diz respeito as tarifas. Deste modo, o valor fixado provisoriamente em tarifas 2018 foi de 5,75% 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 5,42%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

Os proveitos permitidos de 2020 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2019, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2019. 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 2020 referente ao ajustamento do CAPEX de t-1 é o que se apresenta no Quadro 4-130.

Quadro 4-130 - Acerto provisório do CAPEX na atividade de DEE

Unid: 10³ EUR

DEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	8 922	8 211	
2	Valor médio dos ativos fixos	102 530	95 761	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,42%	5,13%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	14 475	13 126	
B=A (T2019) - A (2019 em 2019)	Ajustamento sem juros			-1 349
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,289%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-1 353
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	5 248	5 429	
2	Valor médio dos ativos fixos	48 426	47 822	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,42%	5,13%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à DEE	7 871	7 884	
B=A (T2019) - A (2019 em 2019)	Ajustamento sem juros			13
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,289%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			13

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 2020, encontrando-se igualmente apresentado o nível de proveitos definidos pela ERSE nas tarifas para 2019.

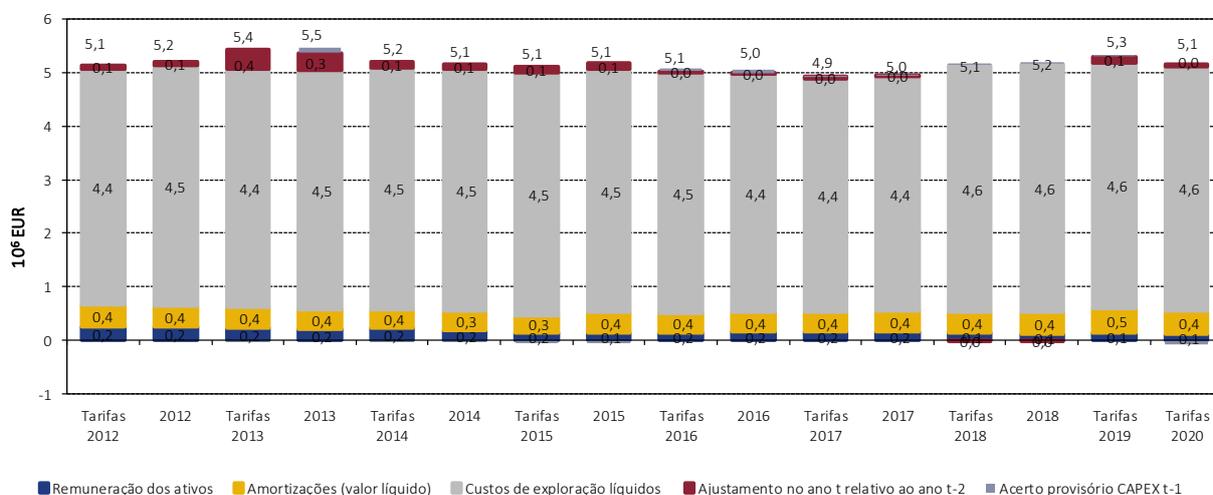
Quadro 4-131 - Variáveis e parâmetros para a definição do nível de proveitos permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica da EEM

		Unidade: 10 ³ EUR		
		Tarifas 2019	Tarifas 2020	Variação (%)
		(1)	(2)	$(1 - [(2) - (1)] / (1))$
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (d)]	61	46	-24,8%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	46	43	-8,4%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	247	232	-6,2%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,42%	5,13%	-
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1	1	-8	-690,7%
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)]	456	458	0,3%
e	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	228	225	-1,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT	229	232	1,6%
f	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT (10 ³ EUR/cliente)	0,74851	0,74113	-1,0%
g	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	305	313	2,6%
3	Custos previstos em MT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	-
4	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em MT relativos ao ano t-2	-13	-7	-
5 = 1 + 2 + 3 - 4	Proveitos permitidos em MT	530	511	-3,6%
6	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(h) + (i) x (j) + (k)]	552	415	-24,8%
h	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	418	383	-8,4%
i	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 227	2 090	-6,2%
j	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,42%	5,13%	-
k	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	13	-75	-690,7%
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)]	4 128	4 115	-0,3%
l	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 053	2 033	-1,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 076	2 082	0,3%
m	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT (10 ³ EUR/cliente)	0,01504	0,01489	-1,0%
n	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	138 053	139 878	1,3%
8	Montantes a repercutir em tarifas, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência afetos à Atividade de Comercialização, previstos para o ano t	-2	1	-
9	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	-99	-23	-
10 = 6 + 7 + 8 - 9	Proveitos permitidos em BT	4 776	4 554	-4,7%
11 = 5 + 10	Proveitos Permitidos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 307	5 065	-4,6%
12 = (11 + 4 + 9) * 1000 / (g + n)	Proveitos permitidos por cliente (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/cliente)	37,5	35,9	-4,4%

Pela análise do quadro verifica-se que o nível dos proveitos permitidos para 2020 apresenta um decréscimo de 4,6% face aos valores aceites nas tarifas para 2019, para 5,1 milhões de euros (511 milhares de euros em MT e 4,6 milhões de euros em BT). Esta ligeira diminuição deve-se, essencialmente, ao decréscimo do valor médio dos ativos nos dois níveis de tensão e da redução da taxa de remuneração dos mesmos, que levou à diminuição do CAPEX.

A figura infra evidencia a desagregação dos proveitos permitidos de 2014 a 2020, aceites pela ERSE, para cálculo de tarifas e de ajustamentos. Verifica-se uma certa estabilidade ao longo do período analisado.

Figura 4-34 - 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 2018

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 4-132 apresenta o ajustamento dos proveitos da atividade de CEE em 2018, apurado por nível de tensão.

Ao contrário da distribuição, o desvio negativo do CAPEX entre o real e o previsível de 2018 foi inferior ao desvio positivo do OPEX, levando a um ajustamento de t-2 a devolver à empresa de 30 milhares de euros. Este efeito materializou-se em 7 milhares de euros em MT e 23 milhares de euros em BT.

O desvio de 2018 é decomposto pelas seguintes parcelas:

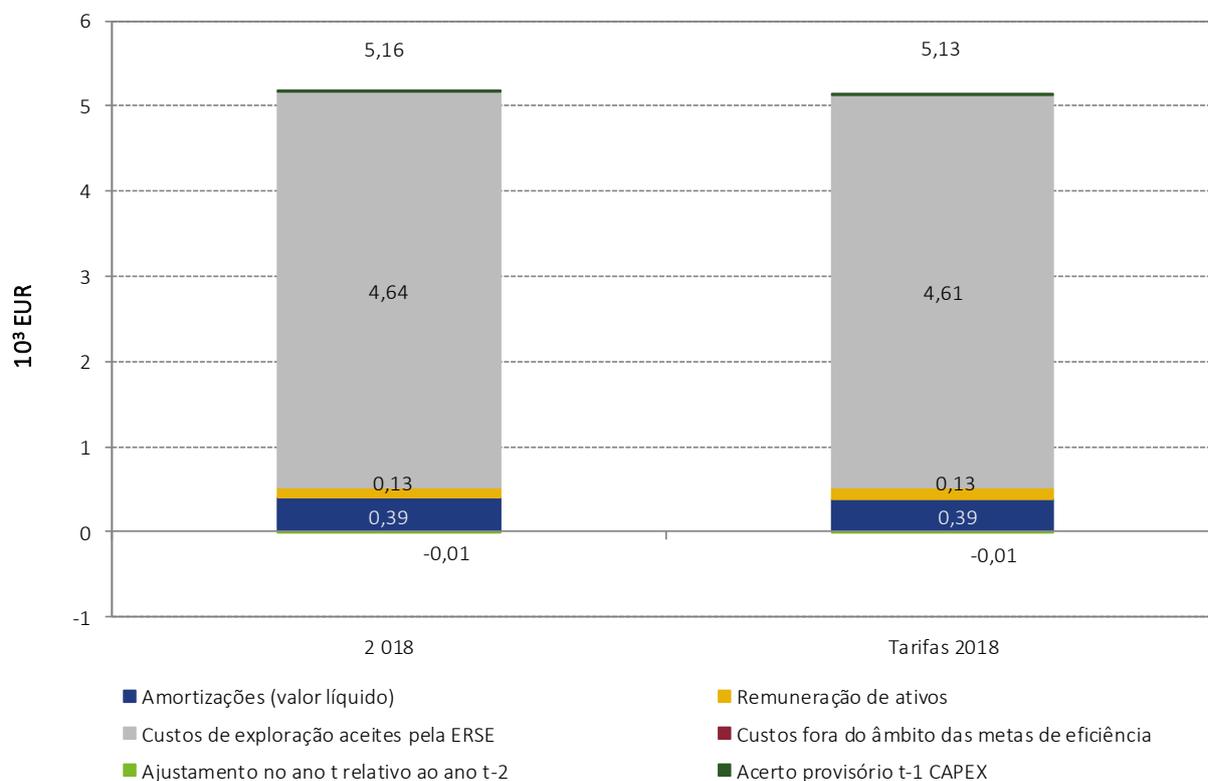
- -2,12 milhões de euros, resultante da diferença entre os proveitos recuperados em 2018 por aplicação das tarifas no Continente no total (linha 6 e linha 19) e os proveitos a proporcionar em 2018, definidos em 2019 (linha 5 e linha 18);
- +2,08 milhões de euros (linha 7 e linha 20) referentes à compensação relativa ao sobrecusto de CEE;
- +14 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 4-132 - Cálculo do ajustamento na atividade de Comercialização de Energia Elétrica

		2018	Tarifas 2018	Diferença 2018 - Tarifas 2018	
		10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	10 ⁹ EUR	%
1	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT [(a) + (b) x (c) + (a')]	52	52	0	-0,3%
a	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquidas das amortizações dos ativos participados	39	39	1	1,5%
b	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em MT, líquido de amortizações e participações	231	230	1	0,5%
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,42%	5,75%	-0,33 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)]	465	460	4	1,0%
d	Componente fixa dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	230	230	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT	235	230	4	1,9%
e	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Distribuição de Energia Elétrica em MT, em Euros por cliente	0,75662	0,75662	0	0,0%
f	Número médio de clientes previstos para o ano t em MT	310	304	6	1,9%
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	0	0	0	0,0%
5 = 1+2+3-4	Proveitos Permitidos em MT	517	512	4	0,8%
6	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em MT	101			
7	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em MT	407			
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	0,327%			
10	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,289%			
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	-9			
12	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em MT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	1			
13 = 11 - 12	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em MT, relativo ao ano de t-2	-7			
14	Custo com capital afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT [(g) + (h) x (i) + (g')]	471	472	-1	-0,3%
g	Amortizações do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquidas das amortizações dos ativos participados	354	349	5	1,5%
h	Valor médio do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, líquido de amortizações e participações	2 079	2 069	9	0,5%
i	Taxa de remuneração do ativo fixo afecto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica (%)	5,42%	5,75%	-0,33 p.p.	-
g'	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1	5	5	0	-
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)]	4 180	4 150	30	0,7%
j	Componente fixa dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT	2 075	2 075	0	0,0%
	Componente variável dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	2 105	2 075	30	1,4%
k	Componente variável unitária dos proveitos da actividade de Comercialização de Energia Elétrica em BT, em Euros por cliente	0,015199	0,015199	0	0,0%
l	Número médio de clientes previstos para o ano t em BT	138 496	136 547	1 949	1,4%
16	Custos previstos em BT, não contemplados no âmbito de aplicação de metas de eficiência	0	0	0	-
17	Ajustamento no ano t dos proveitos de CEE em BT relativos ao ano t-2	7	7	0	-
18	Proveitos Permitidos em BT	4 644	4 616	28	0,6%
19	Proveitos recuperados por aplicação das tarifas do Continente, em BT	2 939			
20	Compensação relativa ao sobrecusto da CEE, em BT	1 670			
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	0,327%			
23	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread	0,289%			
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	-35			
25	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de CEE em BT relativo ao ano t-1, acrescidos de juros	13			
26 = 24 - 25	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE em BT, relativo ao ano de t-2	-23			
27 = 13 + 26	Ajustamento em t dos proveitos da atividade de CEE, relativo ao ano de t-2	-30			

Na Figura 4-35 é analisada a decomposição dos proveitos permitidos da atividade de CEE previstos em tarifas de 2018 e ocorridos nesse ano.

Figura 4-35 - 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 2018 e o verificado, tanto em MT como em BT.

Quadro 4-133 - Número médio de clientes

	2018	Tarifas 2018	Desvio (2018-Tarifas 2018)	
			Valor	%
Cientes MT	310	304	6	1,9%
Cientes BT	138 496	136 547	1 949	1,4%
TOTAL	138 806	136 852	1 955	1,4%

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 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 2018 foi de 5,75% 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 5,42%.

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2019

Os proveitos permitidos de 2020 incluem um acerto provisório do CAPEX referente ao ano de 2019, determinado de acordo com a estimativa de imobilizado para esse ano e aplicada a taxa de remuneração final para 2019. À semelhança do que ocorreu na atividade de distribuição, o valor total a devolver pela empresa decorre, em parte, do ligeiro acréscimo verificado no valor médio dos ativos fixos, bem como da diminuição da taxa de remuneração. Assim, o valor incluído nas tarifas de 2020 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 CEE

Unid: 10³ EUR

CEE		Ajust t-1 para considerar em proveitos		
		Tarifas 2019	2019 em 2019	Tarifas 2020
MT				
1	Amortização dos ativos fixos	46	40	
2	Valor médio dos ativos fixos	247	227	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,42%	5,13%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	60	52	
B=A (T2019) - A (2019 em 2019)	Ajustamento sem juros			-8
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,289%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-8
BT				
1	Amortização dos ativos fixos	418	359	
2	Valor médio dos ativos fixos	2 227	2 041	
3	Taxa de remuneração dos ativos fixos	5,42%	5,13%	
A=1+2*3	Custo com capital afecto à CEE	539	464	
B=A (T2019) - A (2019 em 2019)	Ajustamento sem juros			-75
C	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média diária de t-1 + spread			0,289%
D=B*(1+C)	Ajustamento com juros			-75

4.7.4 PROVEITOS PERMITIDOS À EEM PARA 2020

O nível de proveitos definidos para cada atividade regulada da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2020 é apresentado no Quadro 4-135. É igualmente apresentado o nível de proveitos resultante do processo de cálculo das tarifas para 2019.

Quadro 4-135 - Proveitos permitidos da EEM

			Unidade: 10 ³ EUR
	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 315	141 398	-1,3%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 675	45 247	-0,9%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 307	5 065	-4,6%
Proveitos permitidos da EEM	194 296	191 709	-1,3%

Os proveitos permitidos da EEM para 2020 apresentam um ligeiro decréscimo face aos valores de 2019, para 191,7 milhões de euros. Esta variação é explicada pela diminuição nos proveitos das três atividades da EEM.

Excluindo o efeito do ajustamento de t-2, os proveitos permitidos da EEM apresentam um aumento em relação aos valores de 2019, para 180,5 milhões de euros, que se deve ao aumento nas atividades de DEE e AGS.

Quadro 4-136 - Proveitos permitidos da EEM, excluindo o ajustamento de t-2

			Unidade: 10 ³ EUR
	Tarifas 2019	Tarifas 2020	Variação (%)
	(1)	(2)	(3) = [(2) - (1)] / (1)
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	127 782	129 712	1,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 002	45 744	1,6%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 195	5 035	-3,1%
Proveitos permitidos da EEM (exclui ajustamento de t-2)	177 979	180 492	1,4%

O Quadro 4-137 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

2018, com os proveitos recuperados em 2018 por aplicação das tarifas em vigor no Continente em 2018 e com os proveitos de 2018 baseados em valores reais. Adicionalmente, apresentam-se as restantes rubricas necessárias ao cálculo do ajustamento a repercutir em 2020.

Quadro 4-137 – Ajustamento da EEM em 2018

Unidade: 10⁶ EUR

	Proveitos a proporcionar em 2018, definidos em 2017 (Tarifas 2018)	Proveitos recuperados em t-2 por aplicação das tarifas do Continente	Proveitos a proporcionar em 2018, definidos em 2019	Convergência Tarifária de t-2	Valor a recuperar pelas tarifas da RAM	Ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas	Desvio	Ajustamento a repercutir em t	Anulação do desvio de custo com capital de t-1	Ajustamento de t-2 a repercutir em t, corrigido do desvio do custo com capital
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7) = (2) - (3) + (4) + (5) + (6)	(8) = (7) * (1+i+spread) * (1+i+spread)	(9)	(10) = (8) + (9)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS)	111 349	101 819	112 204	9 168	0	-4 593	-5 810	-5 846	-5 839	-11 685
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	52 504	26 308	50 532	26 114	0		1 890	1 902	-1 404	497
Comercialização de Energia Elétrica (CEE)	5 128	3 040	5 161	2 077	0		-44	-44	14	-30
Proveitos permitidos à EEM	168 981	131 167	167 897	37 359	0	-4 593	-3 964	-3 988	-7 229	-11 218

4.7.5 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

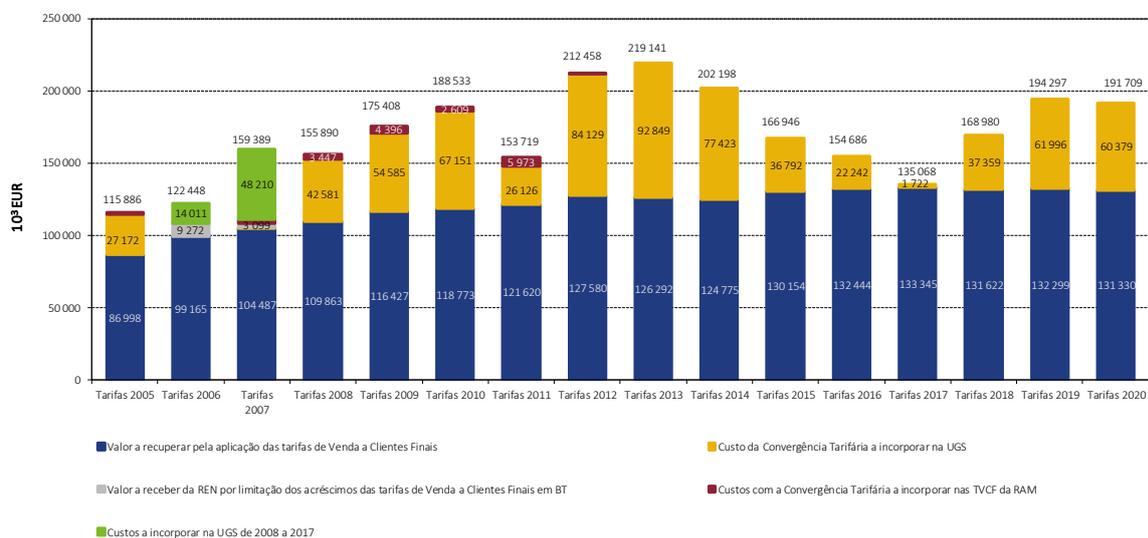
No Quadro 4-138 é apresentado o sobrecusto por atividade da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM para 2019 e 2020. É também apresentado o valor do custo com a convergência tarifária, para igual período.

Quadro 4-138 - Custo com a convergência tarifária na RAM

	Unidade: 10 ³ EUR	
	Tarifas 2019	Tarifas 2020
Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	40 173	38 714
Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	143 315	141 398
Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	103 141	102 684
Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de AGS da RAM	0	0
Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	20 084	20 716
Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 675	45 247
Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	25 591	24 531
Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de DEE da RAM	0	0
Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	1 739	949
Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 307	5 065
Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	3 567	4 116
Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de CEE da RAM	0	0
Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	61 996	60 379

A Figura 4-36 apresenta o nível de proveitos permitidos da EEM desagregado da seguinte forma:

Figura 4-36 - Decomposição do nível de proveitos permitidos da EEM



Observa-se que o valor dos custos com a convergência tarifária incluído nas tarifas de 2020 registou um montante semelhante ao verificado em Tarifas 2019. Este comportamento é explicado, por um lado, pelas tarifas do Continente estarem ao nível de 2019 e, por outro lado, os proveitos permitidos da EEM registarem, também, um valor próximo do ano anterior.

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. Recordar-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).

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 rúbricas a aceitar e, caso aplicável, aos respetivos montantes).

Recorda-se 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, EDP D 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 se estar a aproximar o final do atual período regulatório e o início da preparação dos parâmetros e bases de custos do próximo período. Assim, importará avaliar os eventuais impactes das recomendações dos auditores supra referidas, caso as empresas as tenham considerado.

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 supra referido, 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 incluiu os dados de 23 empresas enquanto para o ano de 2018 a amostra inicial passou a incluir os dados de 49 empresas comercializadoras. Este crescimento foi justificado pelo incremento do número de comercializadores no regime de mercado promovido por iniciativas de entidades nacionais, bem como, internacionais.

Este incremento produz novos desafios ao processo de recolha de informação anual sobre a atividade de comercialização. 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.

No contexto da transparência, a privatização do setor energético reivindicou um forte incremento do processo de reporte de informação suportado em forte regulamentação emanada dos reguladores nacionais. De acordo com Stern (2010), uma regulação eficaz requer transparência, eficiência de custos e regulamentação eficaz fortemente suportada pela introdução de competição nos setores que implicam operações de compra e venda e a manutenção da regulação dos monopólios existentes nas infraestruturas de rede.

Estas circunstâncias têm levado a ERSE, aquando do processo de submissão dos questionários, a desenvolver diversas interações de clarificação do procedimento de reporte da informação relativa à

atividade de comercialização junto dos diferentes participantes neste questionário. Esta atuação justifica-se com objetivo de obter uma garantia da fiabilidade da informação recebida de forma a atestar que os valores reportados se referem exclusivamente à atividade de comercialização. Por exemplo, alguns operadores, nos seus procedimentos internos de reporte do desempenho económico da atividade de comercialização optam por incorporar nos gastos operacionais desta atividade os gastos de acesso às redes e os custos de aquisição de energia.

Tal como referido em anteriores análises, a publicação anual de custos de referência para a atividade de comercialização justifica o processo anual de recolha de informação supra referido 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.

Neste sentido, em 2019, a ERSE solicitou a atualização do questionário aos comercializadores que iniciaram a sua atividade anteriormente a 2018, bem como, solicitou o preenchimento do questionário aos novos comercializadores que iniciaram a sua atividade em 2018. Neste processo foram inquiridos um universo de 49 comercializadores (mais 6 relativamente a 2018⁷⁴), tendo-se obtido 43 respostas. À semelhança do que tem ocorrido nos processos anteriores, cumpre ressaltar que os dados dos inquiridos considerados comercialmente sensíveis e passíveis de serem externamente associados a uma empresa foram tratados e divulgados de forma confidencial. A figura 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 2018 no contexto do referido questionário.

⁷⁴ 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 43 respostas recebidas relativamente à caracterização da atividade comercialização no ano de 2018 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, conforme referido no documento de “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”, 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 2018, resultando numa amostra inicial de 179 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, centralização no fornecimento de 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 140 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, conseqüentemente, os proveitos permitidos dessa atividade, para o período compreendido entre 2018 e 2020.

5.2.2 DIVERSIDADE DE PERFIS NA ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA

Nos últimos anos, o setor energético tem sofrido transformações tecnológicas e organizacionais muito significativas. Nas alterações organizacionais destaca-se as *utilities* do setor energético deixarem de ser entendidas como monopólios naturais verticalmente integrados e de propriedade estatal impactando, na maioria dos países ocidentais, num processo de *unbundling* das diversas atividades do setor: produção, transporte e distribuição e privatização dos mesmos. No caso particular da atividade de comercialização sobressai a introdução do fator competição no mercado retalhista do setor elétrico e gás natural que no caso dos países da União Europeia tem sido um processo mandatado pelas diversas Diretivas Europeias.

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 2018) 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 2018

Clientes			Custo Total			Custo Unitário por Cliente		
Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores	Percentil	Valor	Menores
1%	152	79	1%	20 295	5 562	1%	16,62 €	15,76 €
5%	778	152	5%	58 149	20 295	5%	19,31 €	16,62 €
10%	1 971	223	10%	70 123	34 855	10%	21,98 €	17,09 €
25%	4 495	457	25%	234 167	42 270	25%	32,30 €	17,13 €
50%	31 242	Maiores	50%	1 451 501	Maiores	50%	39,12 €	Maiores
75%	138 243	3 462 983	75%	7 010 465	107 151 416	75%	63,41 €	357,37 €
90%	534 904	3 898 258	90%	23 764 832	126 693 992	90%	148,68 €	428,05 €
95%	1 536 179	4 101 497	95%	36 323 012	130 161 248	95%	285,72 €	504,36 €
99%	4 101 497	4 129 827	99%	130 161 248	134 125 976	99%	504,36 €	521,57 €
Média	274 260	Observações	Média	9 515 776	Observações	Média	73,40 €	Observações
Desvio Padrão	755 260	144	Desvio Padrão	23 155 149	144	Desvio Padrão	88,19 €	144

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:

- **dimensão** – medida pelo número de clientes reportados por cada empresa para os anos 2013 a 2017,
- **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.

Nas análises efetuadas em anos anteriores foi considerado o fator *inserção em grupo empresarial*. Contudo, dado o 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, optou-se, por prudência, 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 32 000 clientes. A amostra apresenta uma dimensão média dos operadores a rondar os 274 000 clientes, mas os valores do desvio padrão e dos intervalos dos percentis evidenciam 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)⁷⁵.

A heterogeneidade observada nos comercializadores presente na amostra ao nível da dimensão medida pelo número de clientes torna complexa a análise da performance económica destas empresas ao nível dos gastos operacionais. Uma análise apenas suportada no nível de gastos sem uma prévia consideração do impacto do fator dimensão produzirá resultados e conclusões enviesadas e de reduzida utilidade por se comparar empresas com características distintas. Neste sentido, manteve-se a opção, à semelhança do ocorrido 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 noutros grupos.

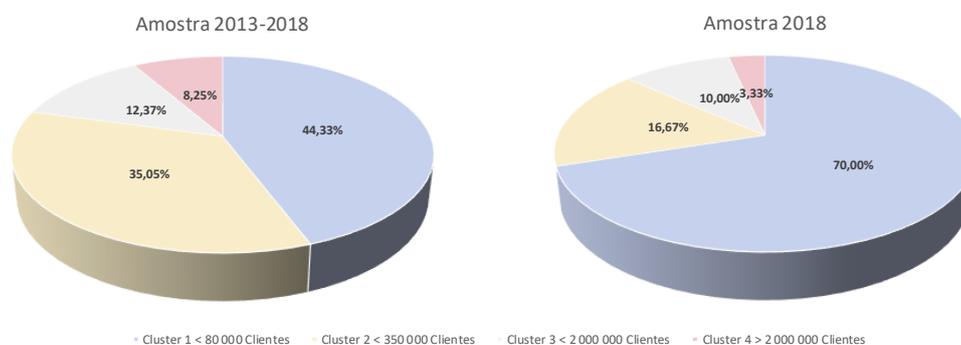
Esta metodologia pode ser dividida em dois grandes métodos: métodos hierárquicos e métodos de otimização da partição ou não hierárquicos (Everitt e al, 2011). Na presente análise utilizou-se o método

⁷⁵ E. Lehto (2011), "Electricity prices in the Finnish retail market", *Energy Policy*, Vol. 39, pp. 2179–2192.

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

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 de maior dimensão comparativamente aos novos operadores e por estes apresentarem uma menor maturidade. A figura do ano 2018 reflete a entrada significativa de novos operadores. A figura 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 existência de uma relação inversa entre a dimensão e o custo unitário. 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
Clientes	Média	12 562	176 765	793 585	3 345 741
	Desvio Padrão	18 815	68 704	446 580	783 022
	Mínimo	79	84 984	359 510	2 125 324
	Máximo	70 287	333 378	1 536 179	4 129 827
Gastos Operacionais	Média	1 263 783 €	8 929 696 €	27 832 797 €	96 903 690 €
	Desvio Padrão	2 165 317 €	6 092 693 €	13 350 440 €	39 532 446 €
	Mínimo	5 562 €	3 136 057 €	13 386 954 €	36 323 012 €
	Máximo	10 113 525 €	30 943 760 €	66 065 420 €	134 125 976 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	129,03 €	53,16 €	41,60 €	28,22 €
	Desvio Padrão	128,37 €	30,84 €	20,89 €	8,30 €
	Mínimo	21,90 €	19,96 €	17,13 €	15,76 €
	Máximo	521,57 €	137,14 €	92,59 €	37,04 €

Fonte: ERSE

SETOR DE ATIVIDADE

Tal como referido em análises anteriores, na avaliação da atividade de comercialização de energia deverá ter em consideração a existência de uma característica potencialmente diferenciadora dos comercializadores de energia, 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 na presente análise distinguem-se dos resultados obtidos em anteriores análises no caso do grupo das empresas que atuam, em simultâneo, no segmento elétrico e do gás natural. Recorde-se que os resultados obtidos em análises anteriores permitiram indiciar a existência de economias gama nesta categoria de empresas ao evidenciarem um gasto médio por cliente inferior ao apresentado pelas restantes categorias de empresas. Os resultados atuais revelam um incremento do gasto médio das empresas que atuam, simultaneamente, em ambos os segmentos para valores ao nível do valor apresentado pelas empresas a atuar unicamente na comercialização de eletricidade.

Desta forma, estes dois grupos apresentam um gasto médio por cliente significativamente acima do valor apresentado pelas empresas que atuam unicamente no segmento do gás natural. No entanto, deve-se ressaltar que estes resultados evidenciados pelas empresas que atuam exclusivamente no segmento elétrico ou em ambos os segmentos, em simultâneo, 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.

Quadro 5-3 – Análise descritiva por Setor de Atividade

		Eletricidade	Gás Natural	Ambos
Clientes	Média	234 746	150 827	850 357
	Desvio Padrão	610 100	184 166	1 315 802
	Mínimo	79	7 114	223
	Máximo	3 163 481	652 642	4 129 827
Gastos Operacionais	Média	5 843 171 €	5 855 442 €	32 813 385 €
	Desvio Padrão	10 102 291 €	6 585 571 €	41 719 907 €
	Mínimo	5 562 €	354 900 €	116 310 €
	Máximo	49 844 780 €	23 704 202 €	134 125 976 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	92,19 €	46,26 €	93,16 €
	Desvio Padrão	90,82 €	10,32 €	127,39 €
	Mínimo	15,76 €	31,97 €	19,96 €
	Máximo	428,05 €	65,33 €	521,57 €

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, conseqüentemente, de menor dimensão, enquanto no mercado regulado operam as empresas mais maduras. Naturalmente estes fatores influem nas características da atividade operacional de cada comercializador. Assim, os resultados apresentados no quadro seguinte demonstram, como seria de esperar, a existência de diferenças muito significativas entre as empresas reguladas e não reguladas face ao anteriormente referido. As primeiras, além de um menor número médio de clientes, apresentam um gasto médio por cliente significativamente mais baixo.

Quadro 5-4 – Análise descritiva por Enquadramento Regulatório

		Não Regulado	Regulado
Clientes	Média	425 177	387 360
	Desvio Padrão	1 007 499	682 669
	Mínimo	79	7 114
	Máximo	4 129 827	3 163 481
Gastos Operacionais	Média	16 943 437 €	9 620 630 €
	Desvio Padrão	33 081 198 €	11 053 536 €
	Mínimo	5 562 €	354 900 €
	Máximo	134 125 976 €	49 844 780 €
Custo Unitário (Eur/Cliente)	Média	107,62 €	42,51 €
	Desvio Padrão	114,78 €	14,13 €
	Mínimo	19,96 €	15,76 €
	Máximo	521,57 €	65,33 €

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 constituiu, 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 natural⁷⁶ da metodologia de aferição destes custos.

Recorde-se que esta necessidade de fundamentação da metodologia de cálculo e de definição de custos de referência resulta da diversidade de perfis de empresas que desenvolvem a atividade de comercialização de energia elétrica. 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. Dado que não se obteve evidências que justificassem uma alteração do processo adotado nas análises dos anos anteriores, manteve-se o procedimento que se concretiza 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 2020:

4. Tratamento dos dados recolhidos no questionário elaborado pela ERSE
5. Definição dos parâmetros da Metodologia Não Paramétrica [indutor de custo (output) e inputs]
6. Definição do “Comercializador Teórico Eficiente” por Nível de Dimensão
7. 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

⁷⁶ 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”.

operador. Recolhidos os inquéritos, procedeu-se ao tratamento da informação para a aplicação da metodologia econométrica adotada para definição do custo de referência para a atividade de comercialização.

DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DA METODOLOGIA NÃO PARAMÉTRICA

A fundamentação microeconómica de suporte à definição dos custos de referência para a atividade de comercialização conduziu a utilização de metodologias que incorporam funções de custo de curto prazo. As características da amostra e a revisão da literatura científica sustentaram 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*.

Por forma a suportar a definição dos *inputs*, na construção do questionário, houve o propósito das empresas identificarem e desagregarem os custos de exploração em diversas categorias, variáveis e fixos, e dentro de cada uma destas categorias, a componente direta e indireta. O objetivo desta desagregação era a obtenção de informação dos custos de exploração desagregados por um conjunto de categorias que permitissem caracterizar de uma forma mais precisa as especificidades de cada empresa e, deste modo, identificar a relação dessa especificidade com o nível de custos operacionais, de forma a definir da forma mais adequada quanto possível o perfil de cada empresa. No entanto, apesar do reforço dos esforços desenvolvidos e que levou em 2019 à redução no questionário do número de categorias de desagregação dos gastos operacionais, observaram-se dificuldades e divergências de perceção, entre os intervenientes, sobre o significado de cada categoria, com impacto na forma como os gastos operacionais foram considerados para a atividade de comercialização e repartidos pelas diferentes categorias nas respostas dadas aos inquéritos.

Face ao exposto, a ERSE decidiu continuar a considerar como *input* a totalidade dos custos de exploração excluindo as provisões, por esta rúbrica apresentar uma grande volatilidade ao longo do período e ser caracterizada por uma elevada discricionariedade, bem como, as amortizações, por serem uma componente dos custos com capital. Os custos assim obtidos correspondem aos custos de exploração de cada empresa nos anos de 2013 a 2018, a preços constantes de 2019, o que acomoda os últimos anos de contas auditadas.

Em relação aos *outputs*, a análise dos dados continua a manter como válidas as conclusões apresentadas no documento de “Parâmetros de Regulação para o Período dos anos gás de 2016-2017 a 2018-2019”

relativamente à análise dos potenciais *outputs*. Neste sentido, continua-se a considerar 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”

A definição dos níveis de eficiência dos comercializadores tem assentado na realização de *benchmarkings*. Neste sentido, a ERSE tem ponderado as vantagens e as desvantagens dos diferentes tipos de metodologias existentes, designadamente metodologias não paramétricas e paramétricas para a realização destes *benchmarkings*.

No presente estudo, a definição da amostra para aplicação da metodologia de *benchmarkings* sofre dois efeitos contrários:

- incremento do número de observações pelo surgimento de novos *players* na atividade de comercialização,
- redução do número de observações por via da necessidade que tem existido no tratamento dos dados associados a algumas empresas, designadamente, a situação já referida de existência de empresas comercializadoras a atuarem em áreas geográficas distintas mas integradas no mesmo grupo económico e onde se verifica que a sua operacionalidade é realizada numa perspetiva centralizada a nível do grupo.

Adicionalmente, a amostra continua a ser bastante heterogénea pela inclusão, em cada ano, de empresas que se encontram em fases embrionárias (o processo de liberalização ainda não alcançou uma fase de maior maturidade e estabilidade) e, em sentido oposto, empresas reguladas que se encontram em *phasing out* da sua atividade. Estes fatores, entre outros, ainda não permitem que a amostra obtida assumas as características econométricas adequadas à aplicação de metodologias paramétricas, pelo que apenas continua a ser possível a utilização de metodologias não paramétricas, em particular, a análise DEA (*Data Envelopment Analysis*).

Face ao exposto, à semelhança do ocorrido 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 2018. 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 mais baixo de entre essas empresas mais eficientes. Este constitui o nível de custo por cliente do comercializador teórico eficiente.

Recorde-se que na metodologia DEA a eficiência é medida relativamente à fronteira eficiente de produção. Neste caso, as diferentes DMU (Decision Making Units) minimizam a utilização de *input(s)* para um dado nível de *output*. A determinação do nível de eficiência nesta metodologia pode ser efetuada, entre outros, recorrendo ao modelo de rendimentos constantes à escala (CRS) ou ao modelo de rendimentos variáveis à escala (VRS). De acordo com Hirschhausen, Cullmann e Kappeler (2006), a segunda abordagem apenas faz sentido no caso em que as empresas não são livres de decidir sobre a dimensão, sendo a primeira abordagem mais adequada quando existe flexibilidade de decisão sobre a dimensão da empresa.

Na metodologia DEA, a eficiência técnica global pode ser decomposta em duas componentes mutuamente exclusivas e não aditivas: a eficiência técnica pura e a eficiência de escala. A primeira é obtida estimando a fronteira de eficiência sob a assunção de VRS. Esta mede a eficiência técnica sem o efeito da eficiência de escala e puramente reflete a performance da gestão da empresa na organização dos inputs no processo produtivo. Desta forma, esta medida de eficiência pode ser utilizada para capturar a eficiência nos “processos”. A eficiência de escala fornece a informação sobre a capacidade da gestão da empresa de escolher a dimensão ótima dos recursos utilizados (Kumar e Gulati, 2008, Rugiero, 2011, Umanath e Rajasekar, 2013)

Decorrente do exposto ao longo deste ponto 5.2 evidenciou-se que para a análise da performance económica dos comercializadores o fator dimensão apresenta uma elevada criticidade e complexidade. Deste modo, na análise no âmbito da definição dos custos de referência, tal como referido anteriormente, optou-se por efetuar o tratamento do fator dimensão das empresas através da aplicação da metodologia de análise de *cluster*, que permitirá constituir grupos de empresas de dimensão similar, com a posterior análise dos níveis de eficiência de cada grupo de empresas assumindo em cada grupo CRS (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 apresenta 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*.

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 16,42 euros e 17,93 euros por cliente, comparativamente aos 24,38 euros e 38,39 euros apresentados para as empresas mais eficientes dos *clusters* de menor dimensão (3 e 4), respetivamente.

Na avaliação da *performance* das empresas reguladas do setor elétrico, observa-se que a SU Eletricidade volta a apresentar-se como a empresa mais eficiente no seu grupo de dimensão. Neste caso, apenas é expectável que ocorra uma melhoria do seu nível de eficiência pelo efeito do progresso tecnológico. 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.

Figura 5-3 - Análise DEA aplicada ao Clusters 1 > 2 000 000 Clientes

DMU	Clientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
SU Eletricidade (PT 2014)	3 163 481	15,76 €	1,00	16,42 €	0-20
SU Eletricidade (PT 2015)	2 125 324	17,09 €	0,92		
Empresa / Grupo A 2015	3 462 983	30,94 €	0,51	31,34 €	20-50
Empresa / Grupo A 2017	4 101 497	31,74 €	0,50		
Empresa / Grupo A 2018	4 129 827	32,48 €	0,49	34,00 €	50-100
Empresa / Grupo A 2016	3 898 258	32,50 €	0,48		
Empresa / Grupo A 2014	2 538 819	37,04 €	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	17,13 €	1,00	17,93 €	0-20
SU Eletricidade (PT 2018)	1 165 548	17,35 €	0,99		
SU Eletricidade (PT 2016)	1 536 179	19,31 €	0,89		
Empresa / Grupo B 2014	389 248	34,39 €	0,50	36,78 €	20-50
Empresa / Grupo C 2013	652 642	36,32 €	0,47		
Empresa / Grupo C 2014	454 508	39,62 €	0,43		
Empresa / Grupo B 2018	542 935	42,98 €	0,40	55,85 €	50-100
Empresa / Grupo A 2013	1 511 575	43,71 €	0,39		
Empresa / Grupo B 2017	534 905	44,48 €	0,39		
Empresa / Grupo B 2015	548 029	52,32 €	0,33		
Empresa / Grupo B 2016	538 014	59,03 €	0,29		
Empresa / Grupo D 2018	359 510	92,59 €	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 E 2015	280 419	19,96 €	1,00	27,79 €	0-20
Empresa / Grupo B 2013	259 447	20,51 €	0,97		
Empresa / Grupo E 2014	176 981	28,81 €	0,69		
Empresa / Grupo E 2016	273 348	30,62 €	0,65		
Empresa / Grupo E 2018	240 177	30,87 €	0,65		
Empresa / Grupo E 2013	98 593	31,81 €	0,63		
Empresa / Grupo C 2016	285 014	31,97 €	0,62		
Empresa / Grupo E 2015	333 378	33,01 €	0,60	35,90 €	20-50
Empresa / Grupo C 2017	264 135	33,08 €	0,60		
Empresa / Grupo D 2013	153 598	33,80 €	0,59		
EEM (PT 2017)	137 679	34,75 €	0,57		
EEM (PT 2018)	138 806	36,22 €	0,55		
Empresa / Grupo F 2014	145 544	37,20 €	0,54		
Empresa / Grupo C 2017	256 638	37,29 €	0,54		
EEM (PT 2016)	136 852	37,33 €	0,53		
EEM (PT 2013)	136 570	37,92 €	0,53		
EEM (PT 2014)	136 541	38,42 €	0,52		
EEM (PT 2015)	136 634	38,85 €	0,51	73,76 €	50-100
Empresa / Grupo C 2018	236 288	39,87 €	0,50		
Empresa / Grupo D 2014	154 128	40,69 €	0,49		
Empresa / Grupo F 2014	84 984	47,53 €	0,42		
EDA (PT 2018)	125 082	56,18 €	0,36		
EDA (PT 2017)	124 136	56,43 €	0,35		
EDA (PT 2016)	123 283	56,91 €	0,35		
Empresa / Grupo D 2015	178 691	57,36 €	0,35		
EDA (PT 2015)	122 707	57,58 €	0,35		
EDA (PT 2013)	121 836	58,03 €	0,34		
EDA (PT 2014)	122 128	60,07 €	0,33		
Empresa / Grupo G 2018	292 747	105,70 €	0,19		
Empresa / Grupo G 2015	91 455	106,24 €	0,19		
Empresa / Grupo D 2017	211 648	106,61 €	0,19		
Empresa / Grupo G 2016	103 624	112,84 €	0,18		
Empresa / Grupo G 2017	153 651	115,90 €	0,17		
Empresa / Grupo D 2016	173 283	137,14 €	0,12		

Fonte: ERSE

Figura 5-6 - Análise DEA aplicada ao Clusters 4 < 80 000 Clientes

DMU	Cientes	Custo Unitário	CRS	Custo Unitário de Referência	Percentil
Empresa / Grupo H 2018	3 317	21,90 €	1,00	38,39 €	0-20
Empresa / Grupo I 2018	4 500	32,78 €	0,67		
Empresa / Grupo J 2018	4 256	36,87 €	0,59		
Empresa / Grupo K 2018	3 905	37,39 €	0,59		
Empresa / Grupo L 2013	19 660	39,39 €	0,56		
Empresa / Grupo M 2018	488	41,59 €	0,53		
Empresa / Grupo N 2018	1 569	43,36 €	0,51		
Empresa / Grupo L 2016	8 509	45,22 €	0,48		
Empresa / Grupo L 2017	7 643	47,04 €	0,47		
Empresa / Grupo O 2018	4 489	48,55 €	0,45	57,11 €	20-50
Empresa / Grupo L 2015	10 051	48,67 €	0,45		
Empresa / Grupo L 2018	7 114	49,89 €	0,44		
Empresa / Grupo P 2018	2 132	52,72 €	0,42		
Empresa / Grupo F 2015	62 988	54,14 €	0,40		
Empresa / Grupo M 2018	1 078	54,48 €	0,40		
Empresa / Grupo L 2014	13 599	56,52 €	0,39		
Empresa / Grupo F 2018	40 573	61,62 €	0,36		
Empresa / Grupo Q 2018	7 810	61,69 €	0,36		
Empresa / Grupo F 2016	51 227	62,03 €	0,35		
Empresa / Grupo M 2018	671	63,00 €	0,35		
Empresa / Grupo R 2015	5 089	63,83 €	0,34		
Empresa / Grupo F 2017	44 526	65,33 €	0,34		
Empresa / Grupo S 2018	79	70,41 €	0,31	212,39 €	50-100
Empresa / Grupo T 2017	9 759	73,33 €	0,30		
Empresa / Grupo N 2017	1 183	75,80 €	0,29		
Empresa / Grupo U 2015	723	81,41 €	0,27		
Empresa / Grupo T 2015	8 245	111,83 €	0,20		
Empresa / Grupo T 2016	9 851	112,48 €	0,19		
Empresa / Grupo T 2018	10 250	113,64 €	0,19		
Empresa / Grupo G 2013	63 438	115,90 €	0,19		
Empresa / Grupo W 2018	28 638	139,39 €	0,16		
Empresa / Grupo G 2014	70 287	143,89 €	0,15		
Empresa / Grupo X 2018	2 080	148,68 €	0,15		
Empresa / Grupo Y 2018	457	164,82 €	0,13		
Empresa / Grupo Z 2015	2 559	196,00 €	0,11		
Empresa / Grupo AA 2015	152	229,31 €	0,10		
Empresa / Grupo AB 2018	5 587	231,36 €	0,09		
Empresa / Grupo AC 2018	1 971	302,50 €	0,07		
Empresa / Grupo AB 2017	4 315	338,22 €	0,06		
Empresa / Grupo AD 2018	987	357,36 €	0,06		
Empresa / Grupo AD 2017	778	428,05 €	0,05		
Empresa / Grupo Z 2018	13 426	504,36 €	0,04		
Empresa / Grupo V 2018	223	521,57 €	0,04		

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.

A proposta de mecanismo de aprovisionamento eficiente do CUR⁷⁷ propunha uma estratégia de aprovisionamento no mercado grossista através da contratação conjunta no mercado futuro e no mercado

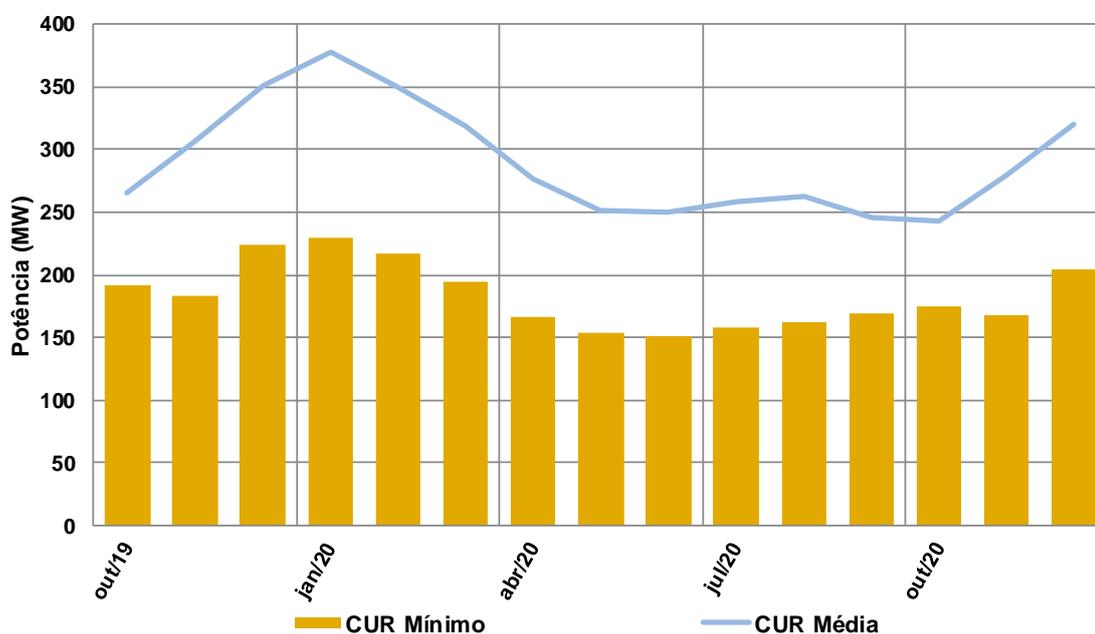
⁷⁷ Proposta de alteração do “Regulamento Tarifário do Setor Elétrico - Mecanismos de Aprovisionamento Eficiente do CUR e de Adequação da Tarifa de Energia”, que esteve em consulta pública até 15 de novembro de 2018.
<http://www.erse.pt/pt/consultaspublicas/historico/Paginas/68.aspx>

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.

Com base na análise de liquidez do mercado a prazo, efetuada para a justificação da proposta do mecanismo, 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 2019-2020
Mínimo do aprovisionamento do CUR e valor médio mensal



Esta filosofia (de ausência de risco volume e conseqüente 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 PROSPETIVA PARA 2020

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 2019 e ano de 2020⁷⁸, 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 2020 serão realizados.

⁷⁸ Documento publicado pela ERSE a 12 de julho de 2019.

(http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadoeelectricidade/contratacao/Documents/Communication_CURauctions_schedule_2019.pdf)

A metodologia apresentada pressupõe o aprovisionamento com recurso à aquisição de produtos em leilões com diversas maturidades combinado com aquisições no mercado à vista. Os efeitos desta estratégia de aprovisionamento no mercado de futuros para as tarifas de 2020 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 2020 (e um produto trimestral para o último trimestre do ano de 2019). O Quadro 5-5 resume os volumes e produtos atrás mencionados.

Quadro 5-5 – Programa de leilões para 2019/2020

Potência em carga base (MW)

	Set-2019	Nov-2019	Mar-2020	Jun-2020	Set-2020
Q4-2019	170				
YR-2020	50	50			
Q1-2020	40	40			
Q2-2020		20	20		
Q3-2020			25	25	
Q4-2020				30	30

Do Quadro 5-5, é possível observar que a programação de aprovisionamento do CUR acima descrita corresponde a uma consignação entre de 180 MW e 140 MW em carga base, cobrindo cerca de 49% das necessidades do consumo previstas para o CUR em 2020⁷⁹.

O primeiro leilão de aprovisionamento do CUR foi realizado a 26 de setembro de 2019, tendo devolvido os seguintes resultados⁸⁰:

1. Para o produto anual em 2020 (YR-2020), 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 219,6 GWh, a um preço de fecho de 56,10 €/MWh;
2. Para o produto anual em 2020 (YR-2020), 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 219,6 GWh, a um preço de fecho de 56,00 €/MWh;

⁷⁹ Tendo como base a informação do consumo previsional considerada para a definição de tarifas em 2020 de 2835 GWh, no referencial de produção.

⁸⁰ Resultados globais do primeiro leilão CUR, realizado a 26 de setembro, disponíveis em http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Documents/01_Leilao_CUR.zip.

3. Para o produto trimestral relativo ao primeiro trimestre de 2020 (Q1-2020), 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 43,66 GWh, a um preço de fecho de 58,20 €/MWh;
4. Para o produto trimestral relativo ao primeiro trimestre de 2020 (Q1-2020), com entrega na zona espanhola do MIBEL (FTB), foi colocado um volume de 20 contratos de carga base, a que corresponde um volume de energia de 43,66 GWh, a um preço de fecho de 57,85 €/MWh.

O segundo leilão de aprovisionamento do CUR foi realizado a 4 de dezembro de 2019, tendo devolvido os seguintes resultados⁸¹:

- Para o produto anual em 2020 (YR-2020), 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 219,6 GWh, a um preço de fecho de 50,25 €/MWh;
- Para o produto anual em 2020 (YR-2020), 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 219,6 GWh, a um preço de fecho de 50,20 €/MWh;
- Para o produto trimestral relativo ao primeiro trimestre de 2020 (Q1-2020), 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 43,66 GWh, a um preço de fecho de 49,00 €/MWh;
- Para o produto trimestral relativo ao primeiro trimestre de 2020 (Q1-2020), com entrega na zona espanhola do MIBEL (FTB), foi colocado um volume de 20 contratos de carga base, a que corresponde um volume de energia de 43,66 GWh, a um preço de fecho de 49,00 €/MWh;
- Para o produto trimestral relativo ao segundo trimestre de 2020 (Q2-2020), com entrega na zona portuguesa do MIBEL (FPB), foi colocado um volume de 10 contratos de carga base, a que corresponde um volume de energia de 21,84 GWh, a um preço de fecho de 46,30 €/MWh;
- Para o produto trimestral relativo ao segundo trimestre de 2020 (Q2-2020), com entrega na zona espanhola do MIBEL (FTB), foi colocado um volume de 10 contratos de carga base, a que corresponde um volume de energia de 21,84 GWh, a um preço de fecho de 46,40 €/MWh.

⁸¹ Resultados globais do primeiro leilão CUR, realizado a 4 de dezembro, disponíveis em http://www.erse.pt/pt/supervisaodemercados/mercadodeelectricidade/contratacao/Documents/02_Leilao_CUR.zip.

- Nestes termos, com a realização destes leilões de aquisição do CUR, foi concretizado cerca de 79%⁸² do volume de compras programadas para leilão relativas ao ano de 2020 e 38,7%⁸³ das necessidades previsionais de energia para a respetiva carteira de clientes. Os cerca de 1096,72 GWh de energia já adquirida previamente à aplicação de tarifas para 2020 pressupõem um preço médio de 52,93 €/MWh, correspondendo a uma fixação do preço de energia para fornecimento da carteira de clientes do CUR nos cerca de 38,7% atrás referidos. O cálculo do preço médio ponderado, incorpora os produtos colocados com entrega na zona portuguesa do MIBEL e na zona espanhola do MIBEL.

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.

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 continental⁸⁴. 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,

⁸² Valor que corresponde a um rácio entre o total de compras já efetivadas (1096,72 GWh) para 2020 e o total das compras programadas para o ano (1383,34 GWh).

⁸³ Valor que corresponde a um rácio entre o total de compras já efetivadas (1096,72 GWh) para 2020 e o total do consumo previsional considerado para a definição de tarifas em 2020 (2835 GWh).

⁸⁴ 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.

simultaneamente, que o somatório dos valores de referência para todos os municípios para 2007 seja igual a 7,5% das receitas das vendas de energia elétrica em BT, e que o valor de referência para cada município decorra de um fator diferenciado por classes de municípios e que depende da densidade de clientes⁸⁵ (clientes/km²). O montante anual da contrapartida devida pela concessionária ou pela entidade que explora a rede de distribuição de energia elétrica é atualizado, partindo o valor de referência, em conformidade com o índice de preços no consumidor e o consumo de eletricidade em BT no município.

O valor de referência resulta da aplicação da seguinte fórmula:

$$r_{ref2007}^m = (\tilde{t}_{BTN2006}^m \times C_{BTN2006}^m + \tilde{t}_{BTE2006}^m \times C_{BTE2006}^m + \tilde{t}_{IP2006}^m \times C_{IP2006}^m) \times f_{RAn2007}^m$$

em que:

$r_{ref2007}^m$	Valor de referência da contrapartida anual para município m, no ano de 2007
$\tilde{t}_{BTN2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTN, cobrado em 2006 no município m
$C_{BTN2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m
$\tilde{t}_{BTE2006}^m$	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais na região autónoma, em BTE, cobrado em 2006 no município m
$C_{BTE2006}^m$	Consumo de energia ativa dos clientes em BTE em 2006 no município m.
\tilde{t}_{IP2006}^m	Preço médio da tarifa de venda a clientes finais de iluminação pública na região autónoma, cobrado em 2006 no município m.
C_{IP2006}^m	Consumo de energia ativa dos fornecimentos para iluminação pública em 2006 no município m.
$f_{RAn2007}^m$	Fator de densidade aplicado ao consumo de baixa tensão, calculado com base na tabela de fatores de densidade e ajustado para que o fator de densidade global, correspondente ao conjunto dos municípios da região autónoma RAn, seja igual a 7,5 %.

⁸⁵ 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.

A tabela de fatores de densidade referida a propósito de $f_{RAn2007}^m$ resulta do quadro referido no n.º 14.º da Portaria n.º 437/2001, de 28 de abril, referente ao ano de 2007, e é a seguinte:

Classe de densidade (d)	Valor percentual do fator de densidade a aplicar
$d < 15$ clientes/km ²	14,40
$15 \leq d < 40$ clientes/km ²	13,20
$40 \leq d < 125$ clientes/km ²	9,60
$125 \leq d < 400$ clientes/km ²	6,00
$d > 400$ clientes/km ²	4,80

A contrapartida ou remuneração anual é considerada nos proveitos da atividade de distribuição de energia elétrica em BT após celebração, entre os municípios das Regiões Autónomas e a concessionária ou entidade que explora a rede de distribuição em BT, de contrato ou de qualquer outro instrumento jurídico de igual eficácia que contenha a informação necessária para o cálculo do valor, nomeadamente o consumo de energia elétrica dos fornecimentos em baixa tensão verificado em 2006 em cada município das Regiões Autónomas, os termos e condições do pagamento da contrapartida ou remuneração anual ao município em causa, bem como o valor de referência apurado.

Os valores referentes ao valor da contrapartida ou remuneração anual a considerar em tarifas de 2020, 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 PARÂMETROS DO INCENTIVO À INTEGRAÇÃO DE INSTALAÇÕES EM BT NAS REDES INTELIGENTES (ISI)

6.1 ENQUADRAMENTO

A ERSE aprovou o Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica, constante no Regulamento n.º 610/2019, publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 147, de 02 de agosto de 2019 (Regulamento), que estabelece regras para os serviços a prestar pelos ORD BT no âmbito das redes inteligentes de distribuição de energia elétrica.

O Regulamento prevê a aplicação de um incentivo que remunera os ORD BT pelos serviços prestados nas instalações integradas nas redes inteligentes, que assenta na partilha entre os ORD BT e os consumidores dos benefícios gerados por estes serviços - incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI). O montante desse incentivo depende de parâmetros regulatórios a estabelecer pela ERSE, pelo que os atuais parâmetros visam permitir a entrada em vigor desse incentivo.

Como explicado nos documentos submetidos a consulta pública no âmbito do processo de elaboração do Regulamento, o ISI pretende incentivar os ORD BT a desenvolverem e disponibilizarem um conjunto de serviços que permitam a integração das instalações nas redes inteligentes, de modo a garantir o acesso dos consumidores a todos os benefícios resultantes dessa integração.

NECESSIDADE DO INCENTIVO

No atual contexto de grande evolução tecnológica no setor elétrico, os clientes deste setor exigem cada vez mais *value for money*, isto é, exigem mais qualidade, pluralidade e fiabilidade dos serviços prestados em contrapartida pelas tarifas pagas. Deste modo, os serviços com benefícios para os clientes potenciados pelas redes inteligentes devem ser incentivados, através da definição de instrumentos regulatórios que levem os operadores a desenvolvê-los.

Até à publicação do Regulamento, a regulação aplicada à atividade de distribuição em BT não transmitia de forma totalmente eficaz os sinais económicos aos operadores dessas infraestruturas para desenvolverem esses serviços até ao nível que potenciasses todos os benefícios que lhes estão associados. Este facto tanto decorria das opções regulatórias tomadas, mais vocacionadas para o controlo e a diminuição dos custos da

atividade do que para a geração de serviços (*outputs*), como também das especificidades do quadro legal que regulamenta a atividade.

No Continente⁸⁶, a atividade de distribuição em BT é regulada por uma metodologia de *price cap* aplicada ao TOTEX⁸⁷.

Apesar de ter várias vantagens, em particular permitir uma alocação eficiente dos recursos (entre custos de investimentos e gastos operacionais) para a execução de uma atividade, uma regulação por incentivos que incida no TOTEX poderá não ser suficiente para incentivar o investimento inovador, uma vez que uma parte dos benefícios destes investimentos (como, por exemplo no caso presente, as poupanças de energia proporcionadas aos consumidores através de uma informação mais atual e detalhada sobre o seu consumo) extravasam a simples redução de custos operacionais para os operadores da rede.

Acresce que parte das poupanças obtidas pelos ORD BT são retidas pelos consumidores, quer através da aplicação de metas de eficiência à totalidade dos custos dos ORD BT durante cada período regulatório, quer através das revisões das bases de custos no início de cada período de regulação. Assim, mesmo tendo em conta que parte dos benefícios gerados por estes serviços beneficia os ORD BT num quadro de partilha dos ganhos associados à redução dos custos entre consumidores e operadores⁸⁸, o incentivo natural destes operadores a efetuarem investimentos que proporcionam esses serviços é limitado.

Nas figuras seguintes apresenta-se, para o período entre 2006 e 2018, a evolução de proveitos permitidos definidos pela ERSE para a atividade de distribuição em BT, no Continente. Verifica-se uma queda acentuada dos proveitos ao longo de todo o período, suportada na diminuição dos custos operacionais da empresa. Deste modo, os consumidores têm vindo a beneficiar das poupanças operacionais obtidas pelos ORD BT no Continente.

⁸⁶ Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, a atividade de distribuição em BT é regulada por uma metodologia de *price cap* apenas aplicada ao OPEX (*Operational Expenditure*, Gastos Operacionais) e do tipo *rate-of-return* para o CAPEX (*Capital Expenditure*, Custos com Investimentos), promovendo a diminuição dos gastos operacionais e assegurando o retorno dos investimentos efetuados, independentemente de serem ou não inovadores.

⁸⁷ TOTEX, *Total Expenditure*. Nesta metodologia, os proveitos a recuperar pelas tarifas não diferenciam os gastos de investimento dos gastos com operação e manutenção.

⁸⁸ Que se considera a forma mais eficaz de promover a diminuição sustentável dos custos das atividades reguladas.

Figura 6-1 - Evolução dos proveitos unitários da atividade de distribuição em BT no Continente (preços constantes 2018)

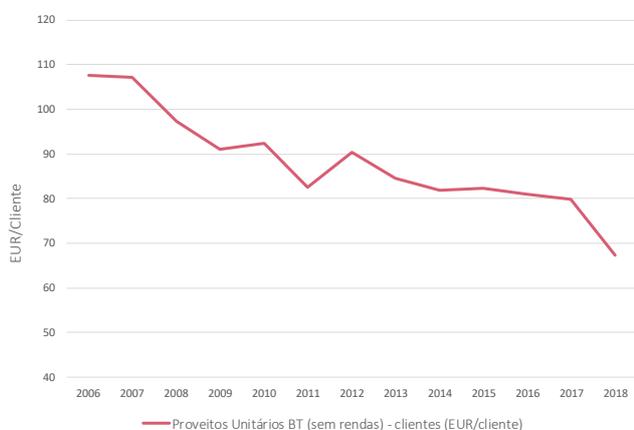
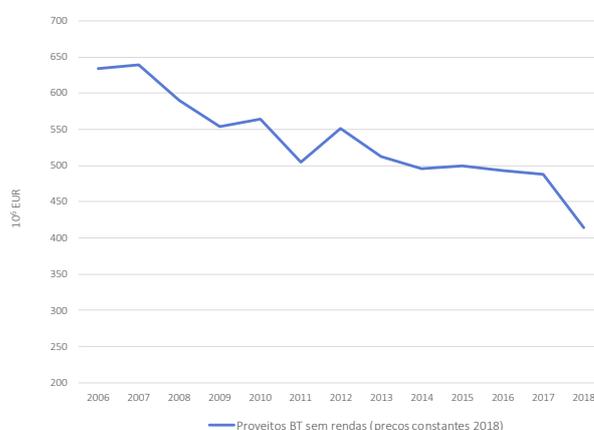


Figura 6-2 - Evolução dos proveitos da atividade de distribuição em BT no Continente (preços constantes 2018)



Como referido anteriormente, o enquadramento legal é outro fator que poderá limitar o ritmo de implementação de investimento associado ao desenvolvimento dos serviços de redes inteligentes, porque parte dessas despesas, como o custo dos equipamentos de medição inteligentes, não é remunerada através das tarifas, fruto desse enquadramento.

Os argumentos acima expostos justificam que a disponibilização de serviços de redes inteligentes, pelas suas características inovadoras e pelos benefícios líquidos⁸⁹ específicos que possibilitam, suscitam um tratamento regulatório complementar e diferenciado, baseado numa abordagem que remunere os operadores de acordo com os benefícios efetivamente gerados por estes serviços, numa lógica de partilha dos ganhos obtidos com estes serviços com os consumidores.

Para além de querer assegurar a eficácia económica da disponibilização de serviços de redes inteligentes, a necessidade de criar um incentivo específico justifica-se igualmente para assegurar que a partilha dos benefícios decorrentes destes serviços seja feita de forma equilibrada entre todos os consumidores.

Assim, no contexto de uniformidade tarifária, a ausência de um tratamento regulatório específico deste investimento, com regras claras a aplicar a todos os ORD BT, poderia criar mais morosidade na uniformização do acesso a estes serviços, com o risco de originar, durante algum tempo, a existência de

⁸⁹ Como evidenciado pelo estudo de análise custo benefício da introdução de equipamentos de medição inteligentes de eletricidade previsto na Portaria nº231/2013, disponibilizado no âmbito da consulta pública do Regulamento.

dois conjuntos distintos de consumidores, consoante tenham ou não acesso aos serviços, embora pagando todos uma tarifa equivalente.

Decidiu-se então criar um incentivo que remunera os ORD BT em função do número de instalações integradas nas redes inteligentes. A eficácia de um mecanismo remuneratório desta natureza obriga a associá-lo a uma métrica facilmente mensurável e auditável que esteja relacionada com o esforço da empresa em disponibilizar os serviços necessários para que as instalações em BT beneficiem da integração nas redes inteligentes. Neste aspeto, o mecanismo de incentivo fica associado ao número de instalações de BT integradas em redes inteligentes.

DESENHO DO INCENTIVO

Em cada ano, o montante total do ISI é calculado para os pontos de entrega integrados em redes inteligentes, que existam no final desse ano.

Todavia, tanto os benefícios líquidos da integração em redes inteligentes, por um lado, como a necessidade de um incentivo desta natureza, por outro, poderão variar ao longo do tempo. Deste modo, o valor definido para o ISI dos pontos de entrega integrados em redes inteligentes num determinado ano poderá ser diferente do valor do ISI definido para os pontos de entrega integrados em redes inteligentes noutra ano. No entanto, de modo a assegurar a estabilidade económica do incentivo, o valor do ISI definido para os pontos de entrega de um ano é fixo durante um determinado período T_w .

Tal como previsto no Regulamento, o valor do ISI referente a cada ano w , ao longo do período T_w , para instalações que correspondam a pontos de entrega em Baixa Tensão Normal, para cada ORD BT, é dado pela seguinte expressão:

$$ISI_{BT,W}^{OBTj} = \Delta NI_w^{OBTj} \times K_w^{OBTj} \times T_w \quad (1)$$

em que:

$ISI_{BT,W}^{OBTj}$	Montante total do incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes referente ao ano w , do ORD BT j , para o nível de tensão de BT.
w	Ano de referência para a partilha dos benefícios gerados pela integração das instalações em redes inteligentes entre o ORD BT j e os consumidores.

ΔNI_w^{OBTj}	Diferença verificada entre o número de pontos de entrega integrados em redes inteligentes a 31 de dezembro do ano w , e esse número a 31 de dezembro do ano anterior ($w-1$), pelo ORD BT j .
K_w^{OBTj}	Parâmetro em Euros, a definir pela ERSE, que representa o valor anual do incentivo $ISI_{BT,t}^{OBTj}$ relativo à integração das instalações em rede inteligentes no ano w .
OBT^j	ORD BT ao qual se aplica o incentivo.
T_w	Parâmetro, a definir pela ERSE, que representa o número de anos de aplicação de K_w^{OBTj} .

Na expressão (1), K_w^{OBTj} é igual a zero após terminado o respetivo T_w .

Em cada ano de tarifas t , o montante anual de incentivo ISI recebido por cada ORD BT j é dado pela seguinte expressão:

$$TISI_{BT,t}^{OBTj} = \sum_{w=2019}^{t-2} \frac{ISI_{BT,w}^{OBTj}}{T_w} \quad (2)$$

em que:

$TISI_{BT,t}^{OBTj}$	Montante anual do incentivo à integração de instalações nas redes inteligentes, do ORD BT j , para o nível de tensão de BT.
t	Ano de repercussão nas tarifas.

Na expressão (2) apenas são considerados os anos de referência do incentivo (w) para os quais não terminou o período de aplicação T_w , ou seja, os $ISI_{BT,w}^{OBTj}$, cujo K_w^{OBTj} seja diferente de zero.

Face ao exposto, a partir das tarifas de 2021, os montantes associados ao ISI serão incluídos na parcela de ajustamento de $t-2$ (nesse ano relativa a 2019) dos proveitos permitidos, a recuperar nas tarifas do ano t ,

da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão BT em Portugal Continental, na Região Autónoma da Madeira e na Região Autónoma dos Açores⁹⁰.

PRINCÍPIOS SUBJACENTES À DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS

Da aplicação da expressão (1), o valor do incentivo recebido pelos ORD BT resulta do produto entre K_w^{OBTj} , montante definido de benefício a partilhar por pontos de entrega integrados em redes inteligentes e o período, T_w , de repercussão do incentivo K_w^{OBTj} nas tarifas. Na determinação desses parâmetros a ERSE teve em conta os seguintes princípios:

- associar o valor do incentivo ao desempenho dos operadores na disponibilização de serviços com benefícios (líquidos de custos) explícitos para os consumidores, em particular o elevado valor de benefícios gerados pela integração de instalações de consumo nas redes inteligentes, como evidenciado pela mais recente atualização da análise custo benefício à introdução de equipamentos de medição inteligentes⁹¹. A ERSE entende que os **valores dos parâmetros devem permitir que os consumidores retenham um montante considerável de benefícios, ao mesmo tempo que incentivam a adequada e atempada disponibilização destes serviços pelos ORD BT,**
- **compatibilizar o incentivo com o processo de transição das atuais concessões em BT para um leque mais alargado de operadores.** Perante um processo de reatribuição das concessões no Continente, os ativos associados à integração das instalações em redes inteligentes serão incorporados no conjunto dos bens a transferir para o novo concessionário, devendo assegurar-se a continuidade do funcionamento dos serviços das redes inteligentes e dos seus benefícios para os consumidores e para o sistema elétrico. Assim, o valor do parâmetro T (número de anos de aplicação do incentivo) deverá ser suficientemente longo para permitir que os novos concessionários continuem a receber o incentivo, evitando-se uma situação em que estes sejam confrontados com pagamentos de ativos resultantes de uma opção estratégica da qual não virão a beneficiar. Em contrapartida, a consideração de um prazo demasiado alargado aumentaria o risco

⁹⁰ De modo a permitir uma maior proximidade temporal entre o momento de publicação do incentivo e a sua aplicação, o Regulamento prevê a possibilidade de incluir um valor estimado para o incentivo de 2019, de forma excecional, em 2020, que será ajustado no ano seguinte.

⁹¹ Estudo de análise custo benefício da introdução de equipamentos de medição inteligentes de eletricidade previsto na Portaria n.º 231/2013, disponibilizado no âmbito da consulta pública do Regulamento.

regulatório para a empresa por afastar temporalmente o momento de realização do investimento do período de recuperação do ISI associado ao investimento,

- assegurar a **adaptação do incentivo ao longo do tempo de modo a permitir refletir a evolução tecnológica e garantir a contínua maximização dos benefícios para as novas instalações integradas em redes inteligentes**, procurando, contudo, limitar o risco regulatório, designadamente garantindo os compromissos assumidos para os investimentos já realizados. Desta forma, propõe-se que os parâmetros, designadamente o valor do incentivo por instalação, bem como o período em que vigora o incentivo, sejam apenas válidos para as instalações integradas em redes inteligentes até ao final de 2020. Para as instalações integradas nos anos subsequentes serão publicados novos parâmetros.

6.2 PARÂMETROS

6.2.1 NÚMERO DE ANOS DE APLICAÇÃO DO INCENTIVO - PARÂMETRO T

Propõe-se aplicar o incentivo referente a cada ano w durante 8 anos - o valor do parâmetro T_w (T). Este período, alinhado com a vida útil contabilística dos equipamentos e sistemas de informação necessários à integração das instalações nas redes inteligentes, permite igualmente compatibilizar o incentivo com o processo de transição das atuais concessões em BT.

6.2.2 VALOR DO INCENTIVO - PARÂMETRO K

BASE DE AVALIAÇÃO

O parâmetro K_w^{OBJ} (K) define o montante que é pago anualmente aos ORD BT pela disponibilização de serviços de redes inteligentes.

Assim, para definir o parâmetro K, deve considerar-se a avaliação dos benefícios líquidos gerados pela integração das instalações em BT nas redes inteligentes, tal como definida no Regulamento. Neste contexto, a definição do parâmetro K utiliza como ponto de partida o estudo, atualizado, dos custos e benefícios (CBA) da instalação de equipamentos de medição inteligentes (Estudo), que foi divulgado em

paralelo com o processo de consulta pública associado ao Regulamento⁹². Procurou-se avaliar o valor do parâmetro K utilizando perspectivas alternativas, obtendo-se assim um intervalo de valores para este parâmetro.

Registe-se que, embora a análise de custo-benefício em causa seja baseada em diversos pressupostos, o intervalo de valores obtido permite garantir, com uma margem de segurança muito elevada, que os consumidores se apropriarão de parte substancial dos benefícios gerados pelos serviços incentivados após a partilha dos benefícios com os ORD BT.

BENEFÍCIOS GERADOS PELA INTEGRAÇÃO DAS INSTALAÇÕES NAS REDES INTELIGENTES

Em primeiro lugar, procurou-se identificar qual o cenário utilizado na análise custo benefício que melhor reflete a realidade a implementar através do Regulamento. Essa análise considera 5 cenários principais, que variam consoante alguns pressupostos, dos quais se destacam o sistema de comunicações utilizado (PLC⁹³, GPRS⁹⁴ ou *meshed*), o tipo de *feedback*, ou seja, o tipo da informação disponibilizada (informação básica, semelhante à que o consumidor já dispõe atualmente, ou informação mais detalhada que proporciona redução e transferência do consumo) e a calendarização da instalação de equipamentos de medição inteligentes:

- cenário 1 – sistema de comunicações 1 (85% PLC e 15% GPRS), feedback indireto 2 (informação mais detalhada), instalação de equipamentos de medição inteligentes entre 2019 e 2023;
- cenário 2 – sistema de comunicações 1 (85% PLC e 15% GPRS), feedback indireto 2 (informação mais detalhada), instalação de equipamentos de medição inteligentes entre 2018 e 2023;
- cenário 3 – sistema de comunicações 1 (85% PLC e 15% GPRS), feedback indireto 1 (informação básica, semelhante à que existe atualmente), instalação de equipamentos de medição inteligentes entre 2019 e 2023;

⁹² Note-se, contudo, que estas estimativas de benefício líquido por instalação consideram custos com o reinvestimento em equipamentos de medição durante todo o período da análise.

⁹³ *Power Line Communication*

⁹⁴ *General Packet Radio Service*

- cenário 4 – sistema de comunicações 2 (85% tecnologia *meshed* alternativa a PLC e 15% GPRS), feedback indireto 2 (informação básica, semelhante à que existe atualmente), instalação de equipamentos de medição inteligentes entre 2019 e 2023;
- cenário 5 – sistema de comunicações 2 (85% tecnologia *meshed* alternativa a PLC e 15% GPRS), feedback indireto 1 (informação básica, semelhante à que existe atualmente), instalação de equipamentos de medição inteligentes entre 2019 e 2023.

Considerou-se que os cenários 1 e 2 são aqueles que têm maior aderência ao incentivo, uma vez que pressupõem, designadamente, que: i) a tecnologia utilizada para o sistema de comunicações é maioritariamente PLC (o que, de acordo com informações dos ORD BT que já iniciaram o processo de instalação destes equipamentos, corresponde à realidade que já se verifica); e que ii) os consumidores terão acesso a um nível de informação significativamente superior àquele que existe atualmente para instalações não integradas, acesso esse que se traduzirá num benefício de eficiência no consumo.

Ora, um dos aspetos principais do Regulamento que sustenta o incentivo ISl consiste precisamente num conjunto de obrigações de disponibilização de informação que os ORD BT terão que cumprir, de forma a acederem à remuneração deste incentivo.

Deste modo, entre os cenários 1 e 2, o cenário 2⁹⁵ definido no estudo é o mais próximo da realidade atual e dos serviços definidos no Regulamento.

Este cenário estima benefícios líquidos na ordem dos 1 542 milhões de euros para os consumidores (devido sobretudo à redução de consumo) e de cerca de 216 milhões de euros para os ORD BT, num total de 1 758 milhões de euros.

Assim, neste cenário, atinge-se um benefício, líquido de custos, por instalação, de cerca de 140,4 euros⁹⁶, que representa um montante equivalente de benefícios gerados pela integração de instalações de consumo nas redes inteligentes. Este valor foi calculado tendo em conta os benefícios líquidos para os consumidores e para os ORD BT⁹⁷.

⁹⁵ Corrigido para eliminar a rubrica de fundos nacionais e/ou europeus.

⁹⁶ Assumindo o investimento na instalação de cerca de 12,5 milhões de equipamentos de medição inteligentes ao longo do período em análise (40 anos).

⁹⁷ Não se consideram os efeitos negativos para os produtores e para os comercializadores, resultantes, fundamentalmente, da diminuição do consumo de eletricidade.

Note-se que, tal como referido anteriormente, os benefícios líquidos para os ORD BT (que resultam, sobretudo, de custos evitados com leituras e operações locais, bem como da redução de perdas técnicas e comerciais), que representam apenas 12% do total de benefícios (e um benefício líquido por instalação de cerca de 17 euros), serão, por sua vez, posteriormente partilhados com os consumidores em resultado das metodologias de regulação em vigor, as quais internalizam de forma prospetiva os potenciais ganhos de diminuição dos custos inerente à evolução tecnológica, tanto nas metas de eficiência aplicadas ao TOTEX, como nas revisões da base de custos no início de cada período regulatório.

Ora, o ORD BT partilha custos evitados e não benefícios líquidos, isto é, a partilha de custos evitados poderá eliminar o benefício líquido. Com efeito, os ORD BT investem na disponibilização dos serviços de redes inteligentes que potenciam ganhos elevados para os consumidores e também, em certa medida, para os próprios ORD BT, mas apoderam-se apenas de uma pequena parte da totalidade dos benefícios gerados. Um ganho da dimensão do montante de poupanças operacionais retidas pelos ORD BT tenderá a não ser suficiente para justificar este investimento gerador de benefícios elevados para os consumidores, designadamente quando comparado com a opção por parte dos ORD BT em investirem em ativos de outra natureza, remunerados sem os constrangimentos legais e regulatórios acima referidos.

Entende-se assim, que, para promover o desenvolvimento dos serviços de redes inteligentes com valor acrescentado para os consumidores, o valor de K deve permitir ao ORD BT uma partilha de benefícios que compense o seu esforço financeiro.

No entanto, grande parte dos benefícios líquidos são externos à operação e desenvolvimento da rede distribuição de energia elétrica em BT propriamente dita, e revertem, naturalmente, para os consumidores de energia elétrica. Deste modo, por uma questão de equidade e de proporcionalidade, a partilha desses benefícios entre consumidores e ORD BT não poderá ultrapassar o limite de 50% (isto é, 50% de 140 euros por instalação), sendo este limite o majorante do intervalo da partilha, e não o resultado final da análise.

Quadro 6-1 - Intervalo de benefícios e parâmetro K

	Partilha de 50% dos benefícios totais	Benefícios totais
Benefícios líquidos por instalação (euros) a partilhar com ORD BT	70	140
Valor equivalente de K (T=8 anos)	8,75	-

DEFINIÇÃO DO PARÂMETRO K

Definido o limite máximo para o valor do parâmetro K, importa estabelecer o valor propriamente dito. Neste exercício, procurar-se-á garantir o menor impacte tarifário decorrente deste processo, de forma a maximizar os ganhos para os consumidores.

Para tal, há que avaliar qual o efeito direto nos custos a recuperar pelas tarifas resultantes destes investimentos. Isto porque estes investimentos, além de gerarem benefícios que extravasam a atividade de distribuição em BT propriamente dita (externalidades positivas, com benefícios elevados para os consumidores) permitem obter custos evitados na atividade de distribuição em BT.

Assim, considerando-se apenas o valor atual do montante de custos diretamente evitados na atividade distribuição em BT⁹⁸ (e não o benefício líquido que, aos ganhos com custos evitados abate os custos com o investimento em causa), segundo estimativas da ERSE, o montante total de custos evitados por instalação é de cerca de 42 euros. Se se considerasse metade das poupanças com perdas comerciais⁹⁹, então o custo total evitado por instalação já seria da ordem de 63 euros.

⁹⁸ Designadamente a redução de custos com leituras e operações locais.

⁹⁹ Referem-se apenas as perdas comerciais (e não as técnicas) por representarem a componente mais significativa de poupanças.

Quadro 6-2 - Intervalo de custos evitados e parâmetro K

	Custos evitados na atividade de distribuição em BT sem perdas comerciais (sem considerar partilha de ganhos com consumidores)	Custos evitados na atividade de distribuição em BT com 50% de custos evitados com perdas comerciais
Valor por instalação (euros) a partilhar com ORD BT	41,8	63,1
Valor equivalente de K (T=8 anos)	5,2	7,9

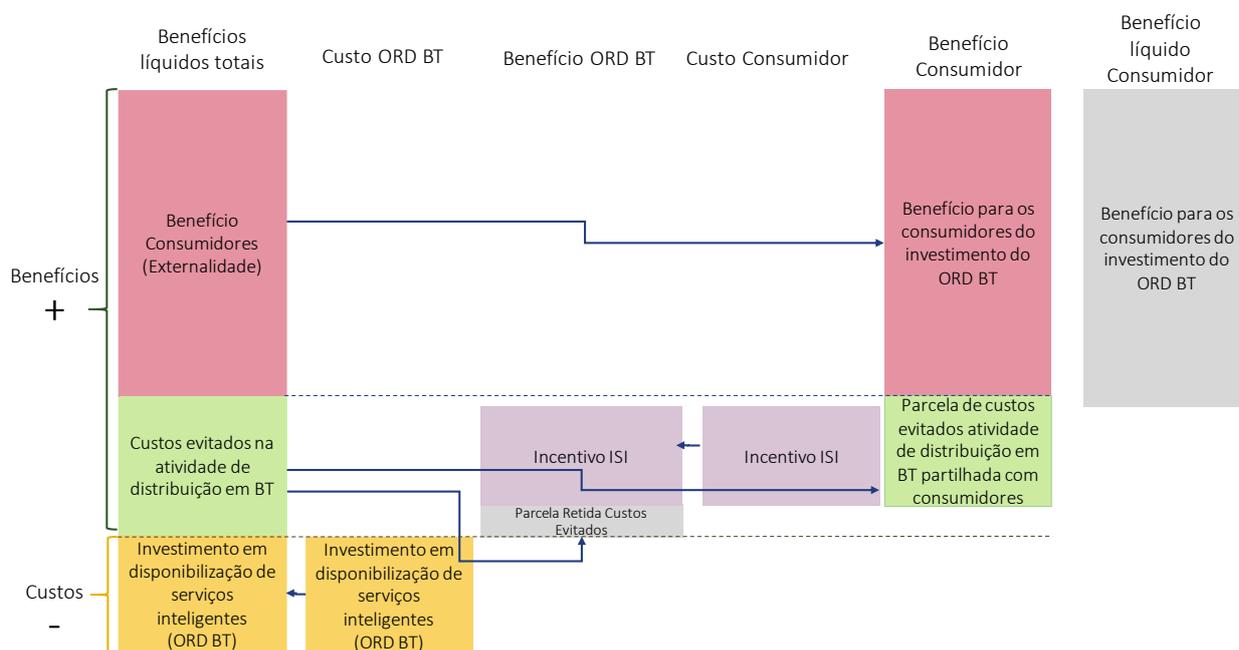
Recorde-se que estas poupanças operacionais obtidas na atividade de distribuição em BT serão passadas, em grande parte, para os consumidores, através das revisões de bases de custos da atividade de distribuição em BT e da aplicação de metas de eficiência. Assim, a realização destes investimentos permite ao regulador manter os objetivos de eficiência acima referidos, no longo prazo.

Conclui-se assim que a calibração do parâmetro K para um nível que reflita estes custos evitados terá um impacto tarifário reduzido, face à situação de não existir o investimento, permitindo, contudo, ao consumidor aceder a benefícios muito superiores, aos quais não teria acesso na ausência deste investimento.

A figura seguinte demonstra, de uma forma simplificada¹⁰⁰, o raciocínio subjacente à definição do parâmetro K.

¹⁰⁰ Apenas para efeitos ilustrativos.

Figura 6-3 - Partilha de custos e benefícios da disponibilização de serviços de redes inteligentes



Em suma, pretende-se que os valores obtidos para os parâmetros permitam garantir, com uma margem de segurança muito elevada, que os consumidores se apropriarão de parte substancial dos benefícios gerados pelos serviços incentivados e que os ORD BT retenham benefícios suficientes (por aplicação do incentivo e pelos montantes retidos das poupanças operacionais e de desenvolvimento do sistema) que compensam o esforço financeiro dessas empresas na disponibilização dos serviços de redes inteligentes.

6.2.3 VALORES DOS PARÂMETROS

No Quadro 6-3 resumem-se os parâmetros definidos pela ERSE para o ISI, a aplicar às instalações integradas em 2019 e 2020.

Quadro 6-3 - Parâmetros a aplicar no ISI

Parâmetros	2019	2020
K_w^{OBJ} (euros)	5,0	5,08
T_w (número de anos)	8	8

Tendo em conta as análises acima detalhadas, propõe-se um valor de K que permita uma partilha com o ORD BT de cerca de menos de um terço dos benefícios totais da integração de instalações nas redes inteligentes, ligeiramente abaixo dos custos evitados pelo ORD BT com leituras e operações locais. Este valor deverá evoluir com a inflação prevista até ao final do período regulatório.

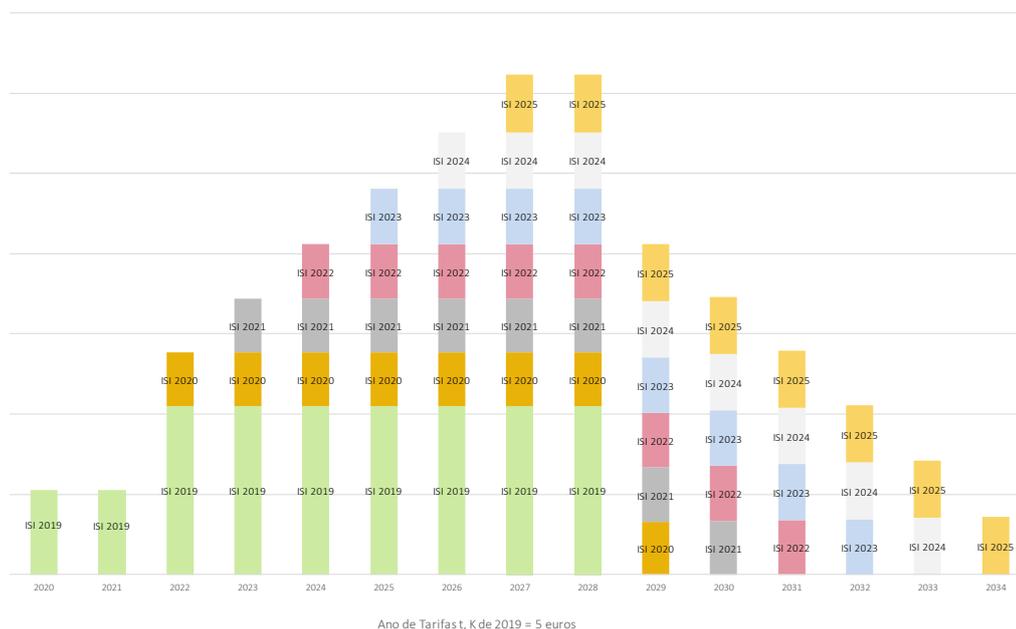
IMPACTES

Como demonstrado, os valores de parâmetros permitem que os consumidores retenham um montante considerável de benefícios, ao mesmo tempo que incentivam a adequada e atempada disponibilização destes serviços pelos ORD BT, sem, todavia, lhes conferir ganhos extraordinários.

Num contexto de uma regulação focada para os resultados, isto é, *output based*, o valor do parâmetro K deve ser comparado com os benefícios esperados pelos serviços das redes inteligentes.

Na figura seguinte ilustra-se, a título exemplificativo, o mecanismo de repercussão do ISI nas tarifas, tendo em conta os parâmetros definidos. Registe-se que, nesta figura, se considera que o incentivo se manterá em vigor até que a generalidade das instalações em BT esteja integrada nas redes inteligentes. Contudo, o prazo de aplicação do ISI não pode ser definido, neste momento, dependendo da relevância de manutenção de um incentivo desta natureza, tendo em conta a normal evolução tecnológica e o ritmo de disponibilização dos serviços contemplados no Regulamento.

Figura 6-4 - Exemplo de repercussão tarifária do mecanismo do ISI



Registe-se que os valores dos parâmetros K e T não refletem as especificidades do desenvolvimento destes serviços nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, pelo que poderão ser posteriormente revistos para essas regiões, com a recolha de mais informação, designadamente de custos.

Recorde-se que o incentivo ISI é aplicado em base real e que os valores referentes ao ano de 2019 contemplados nas tarifas de 2020 serão revistos em definitivo nas tarifas de 2021.

7 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 2019 e 2020 e analisam-se os dados reais do consumo de eletricidade do ano 2018, que influenciam o cálculo dos ajustamentos a repercutir nos proveitos permitidos de 2020.

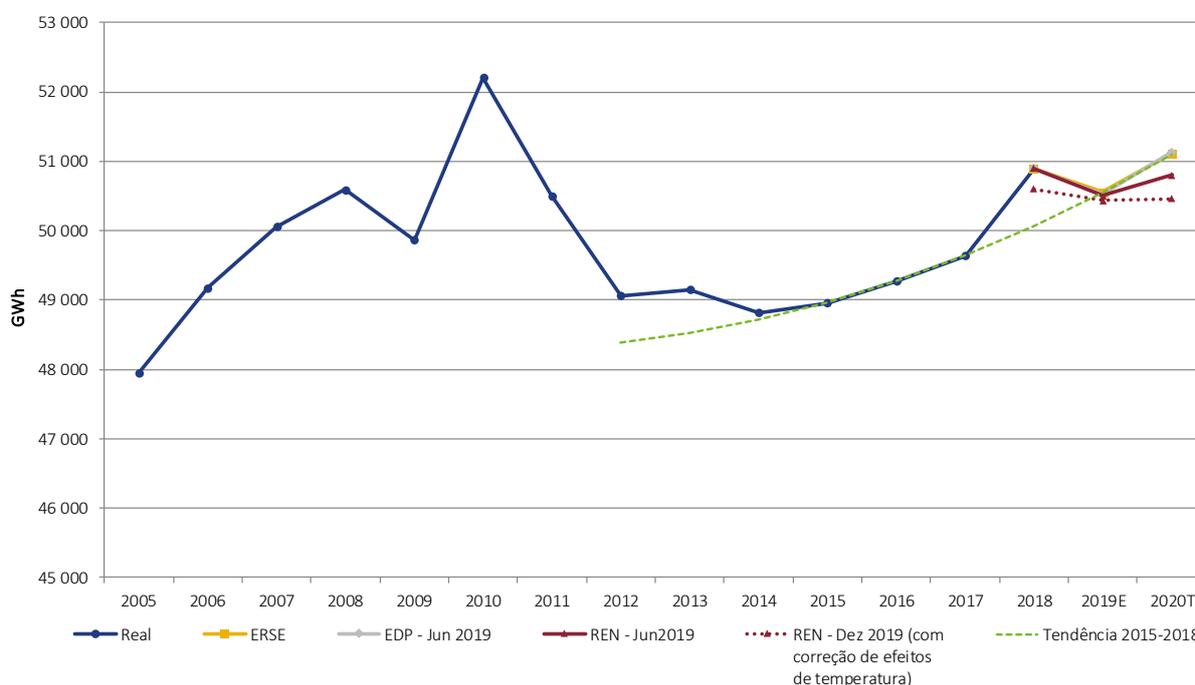
7.1 PREVISÃO DA PROCURA

Nos termos regulamentares, em junho de 2019, a REN, a EDP Distribuição, a SU Eletricidade, a EDA e a EEM apresentaram as estimativas para o ano de 2019 e as previsões para o ano de 2020 de evolução da procura para efeitos do cálculo tarifário de 2020, que refletem as suas perspetivas para a evolução do consumo e do número de consumidores.

Conjugando a análise da informação das empresas, a evolução mais recente do consumo de eletricidade e a evolução de outros indicadores económicos, a ERSE definiu um cenário de consumo de energia elétrica para o cálculo tarifário de 2020, que considera para o ano de 2019 um decréscimo de 0,7% no consumo referido à emissão, para 50,56 TWh, e para 2020 um acréscimo de 1,1%, atingindo 51,12 TWh. Esta estimativa para 2019 e previsão para 2020, são suportadas pelo crescimento económico e são consentâneas com a evolução positiva dos consumos de 2015 a 2018, não considerando as evoluções atípicas registadas em 2018 e 2019, que se associam maioritariamente a efeitos climatéricos.

A Figura 7-1 sintetiza a evolução do consumo referido à emissão considerado pela ERSE, bem como as perspetivas da REN e da EDP Distribuição.

Figura 7-1 - Evolução do consumo referido à emissão em Portugal continental



[1] Os valores de energia entrada na rede de distribuição enviados pela EDP Distribuição foram acrescidos dos consumos próprios da REN e das perdas do transporte, tendo em conta os dados enviados pela REN.

Fonte: REN, EDP, ERSE

No que respeita às Regiões Autónomas, à semelhança do ocorrido em anos anteriores, a ERSE assumiu no exercício tarifário de 2020 os cenários de procura apresentados pela EDA e pela EEM para os anos de 2019 e 2020.

Para a Região Autónoma dos Açores, o consumo referido à emissão previsto foi de 807 GWh, resultante de um crescimento estimado de 1% em 2019 e de 0,6% em 2020.

Relativamente à Região Autónoma da Madeira, o consumo referido à emissão proposto apresenta um incremento de 0,5% para ambos os anos, alcançando 872 GWh em 2020.

No documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2020” encontram-se mais desenvolvimentos e pressupostos que justificam a previsão da procura considerada pela ERSE no exercício tarifário de 2020.

7.2 DESVIOS DA PROCURA

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NO CONTINENTE

A comparação do balanço de energia elétrica verificado em 2018 com os valores previstos em 2017 para fixação das tarifas de 2018 coloca em evidência as seguintes diferenças:

- o consumo referido à emissão, situou-se 1,5% acima do valor previsto pela ERSE no cálculo das tarifas de 2018;
- o valor real dos fornecimentos totais a clientes foi 1,7% superior face à previsão;
- os fornecimentos a clientes em mercado livre previstos no cálculo das tarifas de 2018 foram inferiores ao real verificado e, em sentido contrário, a previsão para os fornecimentos do CUR foi superior ao valor ocorrido;
- a taxa de perdas na rede de transporte¹⁰¹ em 2018 situou-se acima da previsão para tarifas, que foi baseada no valor proposto pela REN;
- a taxa de perdas nas redes de distribuição¹⁰² situou-se abaixo do valor previsto, que foi baseado na proposta da EDP Distribuição.

Os quadros seguintes permitem comparar os valores ocorridos no ano de 2018 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 2018.

¹⁰¹ Taxa de perdas na rede de transporte = Perdas na rede de transporte em GWh / Consumo referido à emissão em GWh.

¹⁰² 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 7-1 - Consumo referido à emissão

	2018 (real)	Tarifas 2018			Proposta REN para Tarifas 2018		
		GWh	2018 (real - previsto)		GWh	2018 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= EMISSÃO PARA A REDE PÚBLICA (Variação média anual)	50 898 2,5%	50 136 1,2%	762	1,5%	49 100 0,4%	1 798	3,7%
- Perdas na rede de Transporte (perdas/emissão)	745 1,46%	677 1,35%	69	10,2%	663 1,35%	83	
- Consumos Próprios	14	14	0		14	0	
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	50 138 2,5%	49 445 1,2%	694	1,4%	48 423 0,3%	1 715	3,5%

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 7-2, o qual incorpora dados físicos e dados comerciais.

Fonte: ERSE, REN

Quadro 7-2 - Balanço de energia elétrica da EDP Distribuição

	2018 (real)	Tarifas 2018			Proposta EDP Distribuição para Tarifas 2018		
		GWh	2018 (real - previsto)		GWh	2018 (real - previsto)	
			GWh	%		GWh	%
= ENERGIA À ENTRADA DA DISTRIBUIÇÃO (incluindo os consumos em MAT)	50 263	49 445	818	1,7%	48 876	1 387	2,8%
- Bombagem em AT	19	0	19	-	0	19	-
- Consumos Ilícitos recuperados	40	0	40	-	0	40	-
- Perdas na rede de Distribuição (perdas/fornecimentos)	4 146 9,48%	4 148 9,61%	-2	-0,1%	4 098 9,61%	47	1,2%
- Consumos Próprios	0	0	0		0	0	
= FORNECIMENTOS A CLIENTES DO COMERCIALIZADOR REGULADO E A CLIENTES NO MERCADO	46 059	45 297	762	1,7%	44 778	1 281	2,9%
Clientes do comercializador de último recurso	3 016	3 257	-241	-7,4%	2 571	446	17,3%
MAT	0	0	0	n.a.	0	0	n.a.
AT	28	16	12	78,9%	0	28	n.a.
MT	95	81	15	18,1%	12	84	718,3%
BT	2 893	3 161	-268	-8,5%	2 559	334	13,1%
Clientes no mercado	43 042	42 040	1 003	2,4%	42 207	835	2,0%
MAT	2 338	2 131	206	9,7%	2 132	205	9,6%
AT	7 017	6 763	254	3,8%	6 624	393	5,9%
MT	14 886	14 627	259	1,8%	14 637	249	1,7%
BT	18 801	18 518	283	1,5%	18 813	-12	-0,1%

Nota: O valor real da energia à entrada da rede de distribuição, apresentado neste quadro, baseia-se em dados físicos e comerciais, que origina a diferença face ao valor correspondente apresentado no Quadro 7-1, que se baseia apenas em dados físicos.

Fonte: ERSE, EDP

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

O Quadro 7-3 apresenta o balanço de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores ocorrido em 2017 e em 2018, bem como os valores previstos em 2017 para fixação das tarifas de 2018. A análise deste quadro evidencia os seguintes aspetos:

- o consumo referido à emissão, na Região Autónoma dos Açores em 2018 situou-se 0,8% acima do previsto em 2017 para tarifas de 2018, representando também uma subida relativamente ao valor registado em 2017;
- a emissão para a rede das centrais da EDA em 2018 apresentou um desvio por excesso face à previsão para tarifas 2018, mas foi inferior ao registo em 2017;
- a produção através de microgeração subiu mais de 30% face a 2017 e ficou acima do valor proposto para tarifas de 2018;
- relativamente aos fornecimentos nos dois níveis de tensão identificados foram registados aumentos relativamente a 2017, e quando comparados com a previsão para a fixação de tarifas de 2018 também representam um desvio por excesso.

Quadro 7-3 - Balanço de energia elétrica da EDA

	2017 (real)	2018 (real)	Variação 2018/2017	Tarifas 2018 = Proposta EDA		
				MWh	2018 (real - previsto)	
	MWh	MWh	%		MWh	MWh
Produção						
Centrais da EDA	508 860	502 560	-1,2%	490 783	11 776	2,4%
Consumo e perdas nas centrais	18 585	19 157	3,1%	18 367	790	4,3%
Emissão própria	490 275	483 402	-1,4%	472 417	10 986	2,3%
Outros produtores do SPA	0	0		0	0	
Microgeração	474	626	32,0%	500	126	25,2%
Produtores não vinculados	293 611	310 719	5,8%	315 614	-4 895	-1,6%
Consumo referido à emissão	784 359	794 747	1,3%	788 531	6 090	0,8%
Consumos próprios	1 752	1 797	2,6%	1 733	64	3,7%
Fornecimentos	732 831	742 481	1,3%	736 534	5 947	0,8%
MT	282 517	286 709	1,5%	282 463	4 246	1,5%
BT	450 315	455 771	1,2%	454 071	1 701	0,4%
Energia saída da rede	734 583	744 278	1,3%	738 267	6 011	0,8%
Perdas na rede	49 776	50 469	1,4%	50 264	79	0,2%
Taxa de perdas ^[1]	6,79%	6,80%	0,01 p.p.	6,82%		-0,03 p.p.

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EDA

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No Quadro 7-4 é apresentado o balanço de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira. A comparação dos valores verificados em 2017 e em 2018 e dos valores aceites nas tarifas para 2018, evidencia os seguintes pontos:

- em 2018, a energia entrada na rede registou uma diminuição face ao valor de 2017 e um desvio também negativo relativamente à previsão para o cálculo tarifário de 2018;
- as centrais da EEM tiveram um decréscimo da emissão para a rede face a 2017, enquanto a produção independente teve um aumento. Em relação às previsões para tarifas de 2018, verificam-se também desvios negativos nas centrais da EEM e positivos nas centrais dos produtores não vinculados,
- o consumo referido à emissão e total dos fornecimentos em 2018 registaram uma diminuição face ao valor real de 2017 e face ao valor previsto para tarifas de 2018.

Quadro 7-4 - Balanço de energia elétrica da EEM

	2017 (real)	2018 (real)	Δ% 2017/2018	Tarifas 2018 = Proposta EEM		
				MWh	2018 (real - previsto)	
					MWh	%
Produção						
Centrais da EEM	521 373	512 048	-1,8%	521 973	-9 925	-1,9%
Consumo e perdas nas centrais	14 948	13 285	-11,1%	14 948	-1 663	-11,1%
Emissão própria	506 425	498 763	-1,5%	507 025	-8 262	-1,6%
Outros produtores do SPM	192 541	192 320	-0,1%	192 000	320	0,2%
Produtores não vinculados	169 777	174 278	2,7%	169 821	4 457	2,6%
Total da energia entrada na rede	868 744	865 361	-0,4%	868 845	-3 484	-0,4%
Bombagem	1 343	1 454	8,3%	1 133	321	28,3%
Consumo referido à emissão	867 401	863 907	-0,4%	867 712	-3 805	-0,4%
Consumos próprios	1 115	1 107	-0,7%	970	137	14,2%
Fornecimentos	794 199	791 304	-0,4%	794 639	-3 335	-0,4%
Entregas a clientes no Mercado Livre	0	0		0	0	
Fornecimentos no Mercado Regulado	794 199	791 304	-0,4%	794 639	-3 335	-0,4%
AT/MT	215 898	208 032	-3,6%	210 700	-2 668	-1,3%
BT	578 300	583 272	0,9%	583 939	-666	-0,1%
Energia saída da rede	795 314	792 411	-0,4%	795 609	-3 197	-0,4%
Perdas nas redes	72 087	71 496	-0,8%	72 103	-608	-0,8%
Taxa de perdas ⁽¹⁾	9,08%	9,04%	-0,04 p.p.	9,07%		-0,04 p.p.

Nota [1]: Taxa de perdas = Perdas na rede / Fornecimentos

Fonte: ERSE, EEM

8 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 n.º 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 contra ordenações muito graves puníveis com coimas.

Assim, de acordo com o Regulamento Tarifário a informação a disponibilizar deverá conter:

- valores dos ativos imobilizados, amortizações e participações ao investimento, desagregados por atividades quando aplicável;
- valores previsionais dos investimentos, transferências para exploração e amortizações, desagregados por atividades, quando aplicável;
- balanços de energia;
- balanços da atividade, reais, estimados e previstos;
- demonstrações dos resultados por atividade, reais, estimadas e previstas;
- detalhe de custos associados a cada atividade;
- taxas de inflação utilizadas nas projeções efetuadas pelas empresas;
- chaves de repartição dos custos comuns;
- chaves de repartição dos imobilizados e investimentos em áreas comuns;
- relatório com a justificação e discriminação dos critérios subjacentes à elaboração da informação disponibilizada;
- caracterização física dos investimentos efetuados e previstos;

- relatório de auditoria com a certificação das contas reguladas para o ano t-2, evidenciando as diferenças entre as contas estatutárias e as contas reguladas.

Relativamente à receção da informação para a determinação dos proveitos permitidos para o ano de 2020 e dos ajustamentos dos anos 2018 (t-2) e 2019 (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.

No quadro seguinte encontram-se os titulares e as potências instaladas dos centros electroprodutores, indicados pela Direção-Geral de Energia e Geologia, por ofício de 26 de novembro de 2019, que foram considerados na repartição do financiamento da tarifa social por centros electroprodutores para 2020 e no cálculo dos ajustamentos provisórios respeitantes a 2019. A ausência de informação consistente no ofício da DGEG relativamente a anos anteriores, determina que a decisão de ajustamento definitivo referente ao ano de 2018 e anos anteriores seja efetuada ulteriormente com base na informação fidedigna que venha a ser recolhida, designadamente junto daquela Direção-Geral.

Centros electroprodutores considerados na repartição do financiamento da Tarifa Social

Instituto Geral de Energia e Geologia

Exercício tarifário para o ano 2020

Potência instalada e titulares das centrais com produção em regime ordinário (PRO) e aproveitamentos hidroelétricos com potência superior a 10 MVA, para efeitos do financiamento da tarifa social Portugal continental

Total	16.235	12.674		2.020	0			
Centrais	2019			2020			Data prevista para exploração	Observações
	MVA	MW	Titular	MVA	MW	Titular		
Agueira	300,0	336,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Alqueva I	294,0	259,2	EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA, S.A.					Titular EHG - Empresa Hidroelétrica do Guadiana, S.A. (sub-concessão à EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.)
Alqueva II	286,0	259,2	EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA, S.A.					Titular EHG - Empresa Hidroelétrica do Guadiana, S.A. (sub-concessão à EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.)
Alto Lindoso	700,0	630,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Alto Rabagão	90,0	68,0	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	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Bemposta	237,0	240,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Reforço de potência de Bemposta (Bemposta II) (obs 1)	225,0	203,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Bouçã	56,0	44,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Cabril	122,0	108,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Caldeirão	40,0	40,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Caniçada	68,0	62,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Carrapateiro	201,0	201,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Castelo do Bode	172,2	159,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Crestuma-Lever	117,0	108,3	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
DESTERRO II (*)	14,6	13,2	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Fratel	150,0	132,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Miranda 1, 2, 3 e 4	390,0	369,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Podroão	11,2	10,1	EMPRESA HIDROELÉCTRICA DO GUADIANA, S.A.					não é PRO mas pot > 10 MVA
Penacova (*)	11,1	9,6	PEBBLE HYDRO - CONSULTORIA, INVESTIMENTO E SERVIÇOS, UNIPessoal, LDA					não é PRO mas pot > 10 MVA
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.					
Pocinho	186,0	186,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Ponte de Jugais (*)	21,9	20,3	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Pracana	47,9	41,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Raiva	26,0	24,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Rêgua	174,0	156,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Ribeiradio/Ermida	83,0	74,7	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Sabugueiro II (*)	11,2	10,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					não é PRO mas pot > 10 MVA
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 Luzia	32,0	24,4	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Vilar-Tabuaço	80,0	58,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Torrão	160,0	140,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Touvedo	24,0	22,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Valeira	240,0	240,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Varosa (*)	29,8	25,0	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	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Vila Nova (obs 7)	96,0	90,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Paradela (obs 7)	66,0	54,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					

Fonte: DGEG

PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS PARA 2020 DAS EMPRESAS REGULADAS DO SETOR ELÉTRICO

Centrais	2019			2020			Data prevista para exploração	Observações
	MVA	MW	Titular	MVA	MW	Titular		
Vilarinho das Furnas	161,0	125,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Venda Nova III (Fradés II)	870,0	799,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
Senhora Do Porto	10,6	8,8	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					não é PRO mas pot > 10 MVA
Ermal	10,7	10,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					não é PRO mas pot > 10 MVA
Foz Tua (obs 6)	300,0	270,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
CH VILAR DO MONTE	13,2	12,6	HYDROCONTRACTING PORTUGAL, COMPANHIA PORTUGUESA DE DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO, S.A.					A CH Vilar do Monte só começou a funcionar em março de 2018.
CENTRAL DE CICLO COMBINADO A GN DO PEGO	1.006,0	845,0	ELECGÁS, S.A.					
CENTRAL DE CICLO COMBINADO DA TAPADA DO OUTEIRO	1.190,9	1.057,1	TURBOGÁS - PRODUTORA ENERGÉTICA, 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	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					
PEGO (carvão)	724,0	615,2	TEJO ENERGIA - Produção e Distribuição de Energia Eléctrica, S.A.					
Sines	1.412,0	1.200,0	EDP - GESTÃO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA, S.A.					

Notas:

A Central Hidroelétrica SENHORA DE MONFORTE foi retirada da lista uma vez que a potência instalada é igual (e não superior) a 10 MVA.

Obs:

- 1 - CH Bemposta II alterou a potência em 11-4-2018 (225 MVA / 203 MW).
- 2 - CH Lindoso parada desde 2013. Licença extinta em 16.03.2017 - Retirar da lista
- 6 - CH Foz Tua com retificação da potência em 4-4-2018.
- 7 - CH Vila Nova/ Parafela individualizada.

(*) - Potência ativa bruta calculada (MW).

EDP - Gestão da Produção de Energia, S.A.
 Empresa Hidroeléctrica do Guadiana, S.A.
 GREENVOUGA - Sociedade Gestora do Hidroeléctrica de Ribeiradio-Ermida, S.A.
 PEBBLE HYDRO - Consultoria, Investimentos e Serviços, Lda.

Fonte: DGEG

ANEXO II - FINANCIAMENTO DA TARIFA SOCIAL POR PRODUTOR

Financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2020

	Tarifa Social 2020		
	Potência p/ repartição da Tarifa Social		Valor por empresa
	MW	%	EUR
Alto Lindoso	630,0	4,97%	5 412 870,36
Touvedo	22,0	0,17%	189 020,87
Alto Rabagão	68,0	0,54%	584 246,32
Frades	191,0	1,51%	1 641 044,82
Vila Nova/Paradela	144,0	1,14%	1 237 227,51
Salamonde	42,0	0,33%	360 858,02
Vilarinho das Furnas	125,0	0,99%	1 073 982,21
Caniçada	62,0	0,49%	532 695,18
Miranda I e II	369,0	2,91%	3 170 395,50
Picote	195,0	1,54%	1 675 412,26
Picote II	245,7	1,94%	2 111 019,44
Bemposta	240,0	1,89%	2 062 045,85
Bemposta II	203,0	1,60%	1 744 147,12
Pocinho	186,0	1,47%	1 598 085,54
Valeira	240,0	1,89%	2 062 045,85
Tabuaço (Vilar)	58,0	0,46%	498 327,75
Régua	156,0	1,23%	1 340 329,80
Carrapatelo	201,0	1,59%	1 726 963,40
Torrão	140,0	1,10%	1 202 860,08
Crestuma-Lever	108,3	0,85%	930 498,19
Caldeirão	40,0	0,32%	343 674,31
Cabril	108,0	0,85%	927 920,63
Bouçã	44,0	0,35%	378 041,74
Castelo de Bode	159,0	1,25%	1 366 105,38
Pracana	41,0	0,32%	352 266,17
Fratel	132,0	1,04%	1 134 125,22
Varosa	25,0	0,20%	214 796,44
Sabugueiro I	12,8	0,10%	109 975,78
Desterro	13,2	0,10%	113 412,52
Ponte de Jugais	20,3	0,16%	174 414,71
Vila Cova	23,4	0,18%	201 049,47
Santa Luzia	24,4	0,19%	209 641,33
Belver	80,7	0,64%	693 362,92
Alqueva I	259,2	2,05%	2 227 009,52
Alqueva II	259,2	2,05%	2 227 009,52
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,59%	641 811,77
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,28%	309 306,88
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,21%	1 314 554,23
Venda Nova III (Frades II)	799,0	6,30%	6 864 894,32
Salamonde II	224,0	1,77%	1 924 576,13
Foz Tua	270,0	2,13%	2 319 801,58
Pedrogão	10,1	0,08%	86 777,76
Penacova	9,6	0,08%	82 481,83
Sabugueiro II	10,0	0,08%	85 918,58
Senhora Do Porto	8,8	0,07%	75 608,35
Ermal	10,0	0,08%	85 918,58
Vilar do Monte	12,6	0,10%	108 257,41
Sines	1 200,0	9,47%	10 310 229,26
Ribatejo	1 209,6	9,54%	10 392 711,10
Lares	901,0	7,11%	7 741 263,81
Aguieira	336,0	2,65%	2 886 864,19
Raiva	24,0	0,19%	206 204,59
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,33%	3 630 059,89
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,33%	3 630 059,89
PEGO (carvão)	615,2	4,85%	5 285 710,87
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,34%	9 082 452,80
Total	12 673,9	100,00%	108 892 345,55

Ajustamento provisório do financiamento da Tarifa Social por centro eletroprodutor referente a 2019

	Tarifas 2019			Estimativa 2019			Ajustamento provisório de 2019 sem juros	Juros	Ajustamento provisório de 2019 com juros
	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	4,97%	5 296 584,73	-154 956,60	-448,21	-155 404,81
Touvedo	22,0	0,17%	190 371,28	22,0	0,17%	184 960,10	-5 411,18	-15,65	-5 426,83
Alto Rabagão	68,0	0,54%	588 420,33	68,0	0,54%	571 694,86	-16 725,47	-48,38	-16 773,85
Frades	191,0	1,51%	1 652 768,88	191,0	1,51%	1 605 789,97	-46 978,91	-135,89	-47 114,79
Vila Nova/Paradela	144,0	1,14%	1 246 066,59	144,0	1,14%	1 210 647,94	-35 418,65	-102,45	-35 521,10
Salamonde	42,0	0,33%	363 436,09	42,0	0,33%	353 105,65	-10 330,44	-29,88	-10 360,32
Vilarinho das Furnas	125,0	0,99%	1 081 655,03	125,0	0,99%	1 050 909,67	-30 745,36	-88,93	-30 834,29
Caniçada	62,0	0,49%	536 500,89	62,0	0,49%	521 251,20	-15 249,70	-44,11	-15 293,81
Miranda I e II	369,0	2,91%	3 193 045,63	369,0	2,91%	3 102 285,34	-90 760,29	-262,52	-91 022,82
Picote	195,0	1,54%	1 687 381,84	195,0	1,54%	1 639 419,08	-47 962,76	-138,73	-48 101,49
Picote II	245,7	1,94%	2 126 101,12	245,7	1,94%	2 065 668,04	-60 433,07	-174,80	-60 607,88
Bemposta	237,0	1,87%	2 050 817,93	240,0	1,89%	2 017 746,56	-33 071,36	-95,66	-33 167,02
Bemposta II	203,0	1,60%	1 756 607,76	203,0	1,60%	1 706 677,30	-49 930,46	-144,42	-50 074,88
Pocinho	186,0	1,47%	1 609 502,68	186,0	1,47%	1 563 753,59	-45 749,09	-132,33	-45 881,42
Valeira	240,0	1,89%	2 076 777,65	240,0	1,89%	2 017 746,56	-59 031,08	-170,75	-59 201,83
Tabuaço (Vilar)	58,0	0,46%	501 887,93	58,0	0,46%	487 622,09	-14 265,85	-41,26	-14 307,11
Régua	156,0	1,23%	1 349 905,47	156,0	1,23%	1 311 535,27	-38 370,21	-110,99	-38 481,19
Carrapatelo	201,0	1,59%	1 739 301,28	201,0	1,59%	1 689 862,75	-49 438,53	-143,00	-49 581,53
Torrão	140,0	1,10%	1 211 453,63	140,0	1,10%	1 177 018,83	-34 434,80	-99,60	-34 534,40
Crestuma-Lever	108,3	0,85%	937 145,91	108,3	0,85%	910 508,14	-26 637,78	-77,05	-26 714,83
Caldeirão	40,0	0,32%	346 129,61	40,0	0,32%	336 291,09	-9 838,51	-28,46	-9 866,97
Cabril	108,0	0,85%	934 549,94	108,0	0,85%	907 985,95	-26 563,99	-76,84	-26 640,82
Bouçã	44,0	0,35%	380 742,57	44,0	0,35%	369 920,20	-10 822,37	-31,30	-10 853,67
Castelo de Bode	159,0	1,25%	1 375 865,19	159,0	1,25%	1 336 757,10	-39 108,09	-113,12	-39 221,21
Pracana	41,0	0,32%	354 782,85	41,0	0,32%	344 698,37	-10 084,48	-29,17	-10 113,65
Fratel	132,0	1,04%	1 142 227,71	132,0	1,04%	1 109 760,61	-32 467,10	-93,91	-32 561,01
Varosa	25,0	0,20%	216 331,01	25,0	0,20%	210 181,93	-6 149,07	-17,79	-6 166,86
Sabugueiro I	12,8	0,10%	110 761,47	12,8	0,10%	107 613,15	-3 148,32	-9,11	-3 157,43
Desterro	13,2	0,10%	114 222,77	13,2	0,10%	110 976,06	-3 246,71	-9,39	-3 256,10
Ponte de Jugais	20,3	0,16%	175 660,78	20,3	0,16%	170 667,73	-4 993,05	-14,44	-5 007,49
Vila Cova	23,4	0,18%	202 485,82	23,4	0,18%	196 730,29	-5 755,53	-16,65	-5 772,18
Santa Luzia	24,4	0,19%	211 139,06	24,4	0,19%	205 137,57	-6 001,49	-17,36	-6 018,85
Belver	80,7	0,64%	698 316,48	80,7	0,64%	678 467,28	-19 849,20	-57,41	-19 906,62
Alqueva I	259,2	2,04%	2 242 919,86	259,2	2,05%	2 179 166,29	-63 753,57	-184,41	-63 937,98
Alqueva II	259,2	2,04%	2 242 919,86	259,2	2,05%	2 179 166,29	-63 753,57	-184,41	-63 937,98
Ribeiradio/Ermida	74,7	0,59%	646 397,04	74,7	0,59%	628 023,62	-18 373,43	-53,14	-18 426,57
Baixo Sabor (jusante)	36,0	0,28%	311 516,65	36,0	0,28%	302 661,98	-8 854,66	-25,61	-8 880,27
Baixo Sabor (montante)	153,0	1,21%	1 323 945,75	153,0	1,21%	1 286 313,43	-37 632,32	-108,85	-37 741,17
Venda Nova III (Frades II)	799,0	6,30%	6 913 938,92	799,0	6,30%	6 717 414,60	-196 524,32	-568,44	-197 092,76
Salamonde II	224,0	1,77%	1 938 325,81	224,0	1,77%	1 883 230,13	-55 095,68	-159,36	-55 255,04
Foz Tua	262,0	2,07%	2 267 148,93	270,0	2,13%	2 269 964,88	2 815,95	8,15	2 824,10
Bouçuais-Sonim	11,2	0,09%	96 570,16				-96 570,16	-279,33	-96 849,49
Bragadas	11,5	0,09%	99 512,26				-99 512,26	-287,84	-99 800,10
Cabriz	10,4	0,08%	89 811,98				-89 811,98	-259,78	-90 071,76
Nunes	8,7	0,07%	75 023,59				-75 023,59	-217,00	-75 240,60
Pedrogão	10,1	0,08%	87 397,73	10,1	0,08%	84 913,50	-2 484,22	-7,19	-2 491,41
Penacova	9,6	0,08%	82 984,57	9,6	0,08%	80 709,86	-2 274,71	-6,58	-2 281,29
Sabugueiro II	10,0	0,08%	86 532,40	10,0	0,08%	84 072,77	-2 459,63	-7,11	-2 466,74
Senhora Do Porto	8,8	0,07%	76 364,84	8,8	0,07%	73 984,04	-2 380,80	-6,89	-2 387,69
Canedo 2	10,1	0,08%	87 224,66				-87 224,66	-252,30	-87 476,96
Rebordelo	9,9	0,08%	85 667,08				-85 667,08	-247,79	-85 914,87
Ermal	10,0	0,08%	86 532,40	10,0	0,08%	84 072,77	-2 459,63	-7,11	-2 466,74
Vilar do Monte				12,6	0,10%	105 931,69	105 931,69	306,41	106 238,10
Sines	1 200,0	9,47%	10 383 888,24	1 200,0	9,47%	10 088 732,82	-295 155,42	-853,73	-296 009,16
Ribatejo	1 209,6	9,54%	10 466 959,35	1 209,6	9,54%	10 169 442,68	-297 516,67	-860,56	-298 377,23
Lares	901,0	7,11%	7 796 569,42	901,0	7,11%	7 574 956,89	-221 612,53	-641,01	-222 253,54
Agueira	300,0	2,37%	2 595 972,06	336,0	2,65%	2 824 845,19	228 873,13	662,01	229 535,14
Raiva	24,0	0,19%	207 677,76	24,0	0,19%	201 774,66	-5 903,11	-17,07	-5 920,18
PEGO (CCGN) - I	422,5	3,33%	3 655 993,98	422,5	3,33%	3 552 074,68	-103 919,31	-300,59	-104 219,89
PEGO (CCGN) - II	422,5	3,33%	3 655 993,98	422,5	3,33%	3 552 074,68	-103 919,31	-300,59	-104 219,89
PEGO (carvão)	615,2	4,85%	5 323 473,37	615,2	4,85%	5 172 157,02	-151 316,35	-437,68	-151 754,03
Tapada do Outeiro (CCGN)	1 057,1	8,34%	9 147 513,28	1 057,1	8,34%	8 887 332,88	-260 180,40	-752,57	-260 932,97
Total	12 676,0	100,00%	109 688 680,47	12 673,9	100,00%	106 552 992,37	-3 135 688,10	-9 069,94	-3 144 758,04