

**TARIFAS E PREÇOS  
PARA A ENERGIA ELÉTRICA E OUTROS  
SERVIÇOS EM 2021**

Dezembro 2020

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: [erse@erse.pt](mailto:erse@erse.pt)

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

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica em 2021 e dos preços dos serviços regulados .....	3
0.2	Principais determinantes da variação dos proveitos .....	12
0.2.1	Pressupostos Financeiros .....	12
0.2.2	Custos de aprovisionamento de energia do Comercializador de último recurso .....	13
0.2.3	Custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados.....	14
0.2.3.1	Diferencial de custo de Produção em Regime Especial.....	17
0.2.3.2	Custos para a manutenção do equilíbrio contratual .....	18
0.2.3.3	Diferencial de custo das centrais com CAE.....	20
0.2.3.4	Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas .....	20
0.2.4	Amortizações e juros da dívida tarifária .....	21
0.2.5	Medidas de contenção tarifária.....	24
0.2.6	Procura de energia elétrica .....	26
0.2.7	Proveitos permitidos por atividade em 2021.....	28
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>29</b>
<b>2</b>	<b>ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL.....</b>	<b>31</b>
2.1	Economia mundial .....	31
2.2	Breve enquadramento setorial.....	36
<b>3</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS .....</b>	<b>39</b>
3.1	Metodologias de regulação .....	40
3.2	Proveitos permitidos a recuperar em 2021.....	46
3.2.1	Proveitos a recuperar em 2021 por atividade.....	48
3.2.2	CIEG e Custos de estabilidade e Sustentabilidade de mercados .....	51
3.2.3	Proveitos de energia e comercialização .....	56
3.3	Proveitos da UGS.....	69
3.3.1	Principais rubricas explicativas da variação da UGS.....	70
3.3.2	Custos de gestão do sistema .....	72
3.3.3	CIEG associados à produção de energia elétrica e custos de sustentabilidade de mercados.....	72
3.3.3.1	Ajustamentos aos custos de energia .....	73
3.3.3.2	CIEG associados à produção de energia elétrica .....	75
3.3.3.3	Evolução do diferencial de custo da PRE .....	77
3.3.3.4	Repercussão do diferimento da PRE nos proveitos permitidos .....	81
3.3.4	Proveitos a recuperar pela tarifa UGS que dizem respeito a anos anteriores .....	84
3.4	Proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica .....	85
3.5	Proveitos do comercializador de último recurso .....	87

<b>4</b>	<b>TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2021.....</b>	<b>93</b>
4.1	Tarifas.....	93
4.2	Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador.....	100
4.3	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT .....	100
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	100
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	102
4.3.2.1	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do operador da rede de transporte aplicável às entradas na RNT e na RND .....	102
4.3.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	103
4.4	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição .....	105
4.4.1	Tarifa de operação logística de mudança de comercializador.....	105
4.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema.....	106
4.4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte .....	111
4.4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição.....	113
4.5	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso .....	117
4.5.1	Tarifa transitória de Energia .....	117
4.5.2	Tarifas de Comercialização .....	118
4.6	Tarifas de Acesso às Redes .....	119
4.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	123
4.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	126
4.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC .....	127
4.8.2	Isenção de CIEG .....	128
4.8.3	Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo .....	129
4.9	Tarifas da Mobilidade Elétrica .....	134
4.9.1	Tarifas da EGME aplicáveis aos CEME, aos OPC e aos DPC.....	135
4.9.2	Tarifas de acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica.....	135
4.9.3	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA .....	139
4.10	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	141
4.11	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	148
4.11.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2021 .....	149
4.12	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	152
4.12.1	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2021 .....	153
4.13	Tarifa Social .....	156
4.13.1	Tarifa social de Acesso às Redes a vigorar em 2021 .....	159
4.13.2	Tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorarem em 2021.....	160
<b>5</b>	<b>PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS .....</b>	<b>165</b>

5.1	Parâmetros a vigorar em 2021 .....	165
5.2	Valores mensais a transferir pela REN.....	177
5.3	Valores mensais a transferir pela E-Redes .....	185
5.4	Valores mensais a transferir para a SU Eletricidade no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN .....	198
5.5	Amortização e juros da dívida tarifária.....	199
5.6	Ajustamentos tarifários de 2019 e 2020 .....	201
<b>6</b>	<b>PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS.....</b>	<b>207</b>
6.1	Preços previstos no Regulamento de Relações Comerciais.....	207
6.1.1	Enquadramento regulamentar .....	207
6.1.2	Propostas das empresas .....	207
6.1.2.1	Preços de leitura extraordinária.....	208
6.1.2.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	211
6.1.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica .....	212
6.1.3	Preços a vigorar em 2021 .....	217
6.1.3.1	Preços de leitura extraordinária.....	218
6.1.3.2	Quantia mínima a pagar em caso de mora.....	221
6.1.3.3	Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais.....	222
6.1.3.4	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica .....	223
6.2	Preços previstos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica .....	229
6.2.1	Enquadramento regulamentar .....	229
6.2.2	Propostas das empresas .....	229
6.2.2.1	Preço do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota .....	230
6.2.2.2	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição .....	232
6.2.2.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos .....	234
6.2.2.4	Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão .....	235
6.2.2.5	Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.....	238
6.2.3	Preços a vigorar em 2021 .....	240
6.2.3.1	Preço do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota .....	240
6.2.3.2	Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição .....	242
6.2.3.3	Preços dos serviços de interrupção e restabelecimentos remotos.....	243
6.2.3.4	Preços dos serviços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão .....	244
6.2.3.5	Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.....	246
6.3	Preços previstos no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica.....	248
<b>7</b>	<b>ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS .....</b>	<b>251</b>
7.1	Impacte no Preço Médio das Tarifas por Atividade .....	253

7.1.1	Evolução do preço médio das tarifas por atividade entre 2020 e 2021 .....	253
7.1.2	Evolução das tarifas por atividade entre 2002 e 2021.....	255
7.2	Impacte no preço médio das tarifas de acesso às redes.....	259
7.2.1	Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes entre 2020 e 2021 .....	259
7.2.2	Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2021 .....	265
7.2.3	Evolução das tarifas de Acesso às Redes entre 1999 e 2021.....	268
7.3	Impacte no preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais .....	271
7.3.1	Evolução do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais entre 2020 e 2021 .....	271
7.3.2	Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2021 .....	275
7.3.3	Evolução do preço médio das Tarifas de Referência de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2021 .....	277
7.4	Impacte no preço médio das tarifas transitórias de venda a clientes finais do comercializador de último recurso .....	282
7.4.1	Evolução do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 2020 e 2021 .....	282
7.4.2	Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em 2021 .....	284
7.4.3	Evolução das Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais entre 1990 e 2021.....	288
7.5	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	292
7.5.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 2020 e 2021 .....	292
7.5.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA entre 1990 e 2021 .....	294
7.6	Impacte no preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	296
7.6.1	Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 2020 e 2021 .....	296
7.6.2	Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM entre 1990 e 2021.....	298
7.7	Análise da Convergência Tarifária .....	301
7.8	Impactes tarifários dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral, em 2021 .....	304
7.9	Impacte das variações tarifárias nas ofertas do mercado liberalizado em BTN .....	308
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>317</b>
	<b>ANEXO I PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES.....</b>	<b>319</b>
	<b>ANEXO II SIGLAS .....</b>	<b>331</b>
	<b>ANEXO III DOCUMENTOS COMPLEMENTARES.....</b>	<b>337</b>

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos .....	4
Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos .....	6
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos .....	7
Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos .....	9
Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999 .....	14
Figura 0-6 - Custos de CIEG previstos para 2021 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida .....	17
Figura 0-7 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRE com remuneração garantida previsto para 2021.....	18
Figura 2-1 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB.....	32
Figura 2-2 - Contributos da Procura Interna* e da Procura Externa Líquida** para a taxa de crescimento do PIB em Portugal.....	33
Figura 2-3 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e o terceiro trimestre de 2020...	34
Figura 2-4 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão .....	36
Figura 2-5 - Intensidade elétrica em Portugal e na UE .....	37
Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico.....	46
Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade .....	47
Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000 .....	54
Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR .....	56
Figura 3-5 - Energia e número de clientes .....	57
Figura 3-6 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema.....	57
Figura 3-7 - Preços médios mensais energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100) .....	58
Figura 3-8 - Média móvel mensal preços <i>spot</i> energia elétrica em Espanha e <i>Brent</i> (euros) (índice jan. 2004=100) .....	60
Figura 3-9 – Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia.....	61
Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal .....	62
Figura 3-11 - Evolução preço diário <i>Brent</i> (EUR/bbl) desde 2014 .....	63
Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo <i>Brent</i> para entrega em dezembro de 2021.....	64
Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE .....	65
Figura 3-14 - 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).....	66

Figura 3-15 - Evolução preço licenças de emissão CO <sub>2</sub> (EUAs).....	67
Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS.....	69
Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente.....	70
Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS face ao ano anterior .....	72
Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia.....	74
Figura 3-20 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida.....	76
Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida (valores previstos recuperar pelas tarifas) .....	78
Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas) .....	80
Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial .....	81
Figura 3-24 - Proveitos a recuperar .....	85
Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição .....	86
Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente .....	87
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais.....	88
Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis .....	89
Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF .....	90
Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários.....	91
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	149
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	153
Figura 7-1 - Decomposição da variação de preço médio .....	252
Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes ....	254
Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização ....	255
Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2020).....	258
Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes .....	259
Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes .....	260
Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema .....	260
Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT .....	261
Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT .....	261
Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT.....	262
Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT.....	262
Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT.....	263
Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT .....	263
Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE.....	264



Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE.....	264
Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN .....	265
Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN .....	265
Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade.....	266
Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes decomposição por atividade .....	266
Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes.....	267
Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	268
Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes).....	269
Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2020) .....	269
Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais .....	272
Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT .....	273
Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT .....	273
Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT.....	274
Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE .....	274
Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN .....	275
Figura 7-30 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade.....	275
Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais decomposição por atividade.....	276
Figura 7-32 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais.....	277
Figura 7-33 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais .....	277
Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes).....	278
Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2020) .....	279
Figura 7-36 - Evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de venda a Clientes Finais em BTN (preços constantes de 2020) .....	282
Figura 7-37 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE .....	283
Figura 7-38 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN.....	284

Figura 7-39 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2021.....	285
Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2021.....	286
Figura 7-41 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2021, decomposto por parcelas .....	287
Figura 7-42 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2021, decomposto por parcelas .....	288
Figura 7-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes).....	290
Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2020) .....	290
Figura 7-45 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA .....	293
Figura 7-46 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAA.....	293
Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes) .....	295
Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2020) ....	295
Figura 7-49 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM .....	297
Figura 7-50 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAM .....	298
Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes) .....	299
Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2020)...	300
Figura 7-53 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM .....	303
Figura 7-54 - Desvio dos preços médios das TVCF nas Regiões Autónomas face à tarifa aditiva em 2021.....	304
Figura 7-55 - Preço médio dos CIEG em 2021, por componente .....	305
Figura 7-56 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2021, por componente.....	306
Figura 7-57 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes.....	307
Figura 7-58 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes .....	308
Figura 7-59 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo .....	310

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2021 .....	4
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2021.....	5
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2021.....	6
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira .....	8
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2021 .....	8
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2021 .....	9
Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros .....	12
Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	13
Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2021 .....	15
Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2021.....	19
Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2020 e 2021 .....	20
Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária .....	23
Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas.....	26
Quadro 0-14 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA .....	27
Quadro 0-15 - Proveitos em Portugal continental em 2021 .....	28
Quadro 0-16 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2021 .....	28
Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2019 e previsões para 2020 e 2021 .....	35
Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico.....	41
Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I) .....	42
Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II) .....	43
Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III) .....	44
Quadro 3-5 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. IV).....	45
Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental .....	49
Quadro 3-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.....	50
Quadro 3-8 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2021 .....	53

Quadro 3-9 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2021 .....	55
Quadro 3-10 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes .....	68
Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2019 e 2020 a repercutir em tarifas .....	73
Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2021 .....	83
Quadro 3-13 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2017 a 2021 nos proveitos permitidos de 2021 a 2025.....	84
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas .....	94
Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas específicas do Autoconsumo .....	98
Quadro 4-3 - Tarifas Reguladas específicas da Mobilidade Elétrica .....	98
Quadro 4-4 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador .....	100
Quadro 4-5 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	101
Quadro 4-6 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	102
Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT .....	102
Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND .....	103
Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	104
Quadro 4-10 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT.....	104
Quadro 4-11 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador .....	105
Quadro 4-12 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.....	106
Quadro 4-13 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	107
Quadro 4-14 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento .....	108
Quadro 4-15 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema .....	109
Quadro 4-16 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	110
Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	110

Quadro 4-18 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema.....	111
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT.....	112
Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT .....	113
Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	113
Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT.....	114
Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT.....	115
Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	115
Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	116
Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	116
Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.....	116
Quadro 4-28 - Preços da tarifa transitória de Energia .....	117
Quadro 4-29 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	118
Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Comercialização .....	119
Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Acesso às Redes .....	120
Quadro 4-32 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral.....	123
Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	125
Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	125
Quadro 4-35 - Montantes de CIEG a deduzir nas Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%.....	128
Quadro 4-36 - Montantes de CIEG a deduzir nas Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%.....	129
Quadro 4-37 - Preços das Tarifas de Acesso a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	131
Quadro 4-38 - Preços das Tarifas de Acesso a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 50% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	132
Quadro 4-39 - Preços das Tarifas de Acesso a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 100% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	133

Quadro 4-40 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT .....	137
Quadro 4-41 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT.....	138
Quadro 4-42 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, tri-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade.....	138
Quadro 4-43 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, bi-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade.....	139
Quadro 4-44 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA .....	140
Quadro 4-45 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM .....	140
Quadro 4-46 - Fatores de agravamento.....	142
Quadro 4-47 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais .....	144
Quadro 4-48 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	150
Quadro 4-49 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	154
Quadro 4-50 - Clientes tarifa social e valor global do desconto.....	159
Quadro 4-51 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes .....	159
Quadro 4-52 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes .....	160
Quadro 4-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental .....	161
Quadro 4-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso na Região Autónoma dos Açores.....	162
Quadro 4-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso na Região Autónoma da Madeira.....	163
Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA .....	178
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social .....	179
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM.....	180
Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social .....	181
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a E-Redes relativas à Tarifa Social.....	182
Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social .....	183
Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento no regime transitório .....	184

Quadro 5-8 - Transferências da E-Redes para a SU Eletricidade .....	185
Quadro 5-9 - Transferências da E-Redes para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008 .....	187
Quadro 5-10 - Transferências da E-Redes para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos a custos de medidas de política energética do ano de 2009 .....	188
Quadro 5-11 - Transferências da E-Redes para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018, 2019 e 2020 .....	189
Quadro 5-12 - Transferências da E-Redes para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018, 2019 e 2020 .....	190
Quadro 5-13 - Transferências da E-Redes para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018 e 2019 .....	192
Quadro 5-14 - Transferências da E-Redes para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2019 e 2020.....	193
Quadro 5-15 - Transferências da E-Redes para o Banco Popular referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017 .....	194
Quadro 5-16 - Transferências da E-Redes para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018, 2019 e 2020.....	195
Quadro 5-17 - Transferências da E-Redes para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018, 2019 e 2020 .....	197
Quadro 5-18 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para a SU Eletricidade.....	199
Quadro 5-19 - Amortização e juros da dívida tarifária .....	200
Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	202
Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2019 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE .....	202
Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da REN...	203
Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da E-Redes .....	203
Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade.....	204
Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da EDA...	204
Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da EEM ..	205
Quadro 6-1 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da E-Redes para 2021 .....	209

Quadro 6-2 – Valores das tarefas a realizar por prestadores de serviço externo ao serviço da E-Redes, em 2021.....	209
Quadro 6-3 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2021.....	210
Quadro 6-4 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2021.....	211
Quadro 6-5 – Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2021 .....	211
Quadro 6-6 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica – Proposta da E-Redes para 2021.....	213
Quadro 6-7 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento no âmbito da fraude ou furto de energia elétrica – Proposta da E-Redes para 2021 .....	214
Quadro 6-8 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica – Proposta da EDA para 2021 .....	215
Quadro 6-9 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica – Proposta da EEM para 2021 .....	216
Quadro 6-10 – Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2021 .....	219
Quadro 6-11 – Preços de leitura extraordinária na RAA para 2021 .....	220
Quadro 6-12 – Preços de leitura extraordinária na RAM para 2021.....	221
Quadro 6-13 – Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2021, em Portugal continental, na RAA e na RAM .....	222
Quadro 6-14 – Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2021, em Portugal continental, na RAA e na RAM .....	222
Quadro 6-15 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental, em MAT, para 2021 .....	223
Quadro 6-16 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2021 (AT, MT e BT) .....	224
Quadro 6-17 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2021 .....	227
Quadro 6-18 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2021 .....	228
Quadro 6-19 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da E-Redes para 2021 .....	231
Quadro 6-20 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da EEM para 2021 .....	232
Quadro 6-21 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição – Proposta da E-Redes para 2021 .....	233
Quadro 6-22 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição – Proposta da EEM para 2021.....	233
Quadro 6-23 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da E-Redes para 2021.....	234
Quadro 6-24 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da EEM para 2021 .....	235



Quadro 6-25 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da E-Redes para 2021.....	237
Quadro 6-26 – Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da EEM para 2021 .....	238
Quadro 6-27 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da E-Redes para 2021.....	239
Quadro 6-28 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da EEM para 2021 .....	239
Quadro 6-29 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota, para 2021, em Portugal continental .....	241
Quadro 6-30 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada remotamente, para 2021, na RAA e na RAM .....	241
Quadro 6-31 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, para 2021, em Portugal continental .....	242
Quadro 6-32 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, para 2021, na RAA e na RAM .....	243
Quadro 6-33 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, para 2021, em Portugal continental .....	243
Quadro 6-34 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, para 2021, na RAA e na RAM .....	244
Quadro 6-35 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, para 2021, em Portugal continental.....	247
Quadro 6-36 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, para 2021, na RAA e na RAM.....	248
Quadro 6-37 - Preços do serviço de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, para 2021, em Portugal continental, na RAA e na RAM.....	249
Quadro 7-1 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100) .....	256
Quadro 7-2 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período regulatório .....	257
Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão .....	270
Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período regulatório.....	271
Quadro 7-5 - Evolução real e nominal do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão .....	280

---

Quadro 7-6 - Variações anuais médias da tarifa de referência de Venda a Clientes Finais, por período regulatório.....	281
Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais (ano 1998 = 100).....	291
Quadro 7-8 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais por período regulatório ..	292
Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAA, ano 2002 = 100 .....	296
Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAA, por período regulatório.....	296
Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAM, ano 2002 = 100 .....	300
Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAM, por período regulatório.....	301
Quadro 7-13 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2020 e 2021 em Portugal continental.....	301
Quadro 7-14 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2020 e 2021, por região..	302
Quadro 7-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade.....	309
Quadro 7-16 - Fatura anual no ano 2021 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes .....	311
Quadro 7-17 - Fatura anual no ano 2021 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia.....	313
Quadro 7-18 - Decomposição do impacte médio na fatura total anual das ofertas do mercado liberalizado .....	315

## 0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O documento “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021” fundamenta as tarifas e preços a vigorarem em 2021 e integra os seguintes anexos: (i) “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2021”, (ii) “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2021” e (iii) “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”.

As tarifas e preços a vigorarem em 2021, constantes do presente documento, devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período de regulação 2018-2020, prolongado para 2021, na sequência da crise sanitária decorrente da pandemia da Covid-19, pela aprovação do Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio. Em concreto, devem ser tidos em conta o Regulamento Tarifário<sup>1</sup> assim como os parâmetros cuja definição se encontra justificada no documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017, os proveitos permitidos e ajustamentos das várias empresas reguladas estabelecidos e justificados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2021”, a estrutura tarifária definida e justificada no documento “Estrutura tarifária do Setor Elétrico em 2021” e a procura prevista para 2021 apresentada e justificada no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”.

Nos termos legal e regulamentarmente previstos, o Conselho de Administração da ERSE submeteu a 15 de outubro à apreciação do Conselho Tarifário, para emissão de parecer, a “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021”. Submeteu também à apreciação da Autoridade da Concorrência, dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, da entidade concessionária da RNT, da entidade concessionária da RND, do comercializador de último recurso e ainda da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, para eventuais comentários, a “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021” (artigo 48.º dos Estatutos da ERSE<sup>2</sup> e artigo 196.º, n.º 2, 3, 4 e 5 do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico<sup>3</sup>).

O Conselho Tarifário emitiu parecer, obrigatório e não vinculativo, em 15 de novembro (artigo 48.º, n.º 3 dos Estatutos da ERSE e artigo 196.º, n.º 6 do Regulamento Tarifário do setor elétrico).

---

<sup>1</sup> O Regulamento Tarifário foi objeto de revisão em 2017.

<sup>2</sup> Aprovados pelo Decreto-Lei n.º 97/2002, de 12 de abril, na redação vigente.

<sup>3</sup> Aprovado pelo regulamento n.º 619/2017, de 18 de dezembro, alterado pelos Regulamentos n.ºs 76/2019, de 18 de janeiro e 496/2020, de 26 de maio.

Os documentos que justificam a decisão final da ERSE serão tornados públicos, nomeadamente através da sua página de *internet*, assim como o Parecer do Conselho Tarifário e a resposta da ERSE.

As tarifas a aprovar para 2021 são as seguintes: (i) tarifas por atividade regulada (Operador Logístico de Mudança de Comercializador, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso das Redes de Distribuição em AT, MT e BT, Energia e Comercialização); (ii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica pelo uso das redes de transporte e de distribuição, pelo uso global do sistema e pela operação logística de mudança de comercializador; (iii) tarifa de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e aos comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão (BT); (iv) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo; (v) tarifas da Mobilidade Elétrica; (vi) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis em Portugal continental; (vii) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso; (viii) tarifas Sociais de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes às entregas a clientes vulneráveis e pagas por todos os comercializadores de energia; e, (ix) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis.

Todos os consumidores de Portugal continental podem escolher o seu fornecedor de energia elétrica no mercado liberalizado. No mercado regulado os preços praticados correspondem às tarifas de Venda a Clientes Finais aprovadas pela ERSE, calculadas somando as tarifas de Acesso às Redes com as tarifas de Energia e de Comercialização. No mercado liberalizado os preços de fornecimento são negociados entre os consumidores e os comercializadores de energia elétrica, sendo que estes internalizam nos preços praticados as tarifas reguladas de Acesso às Redes.

Para além das tarifas, são aprovados os preços dos serviços regulados, nomeadamente: (i) serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia, (ii) leitura extraordinária e (iii) quantia mínima a pagar em caso de mora.

## 0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2021 E DOS PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

### TARIFAS TRANSITÓRIAS E TARIFAS SOCIAIS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

O processo de liberalização do setor elétrico iniciado em 1995, com a abertura de mercado aos maiores consumidores, foi concluído em setembro de 2006, com a atribuição do direito de escolha de fornecedor a todos os consumidores de energia elétrica.

Em janeiro de 2011 foi aprovada a extinção das tarifas reguladas para os clientes finais com consumos em MAT, AT, MT e BTE, estando previsto um período transitório, no qual os comercializadores de último recurso devem continuar a fornecer energia elétrica aos consumidores que não tenham contratado o seu fornecimento no mercado livre. O processo de extinção das tarifas reguladas aos clientes de baixa tensão normal (BTN), aprovado em 2012, estabeleceu o seguinte calendário de extinção: (i) a partir de 1 de julho de 2012, para os clientes com potência contratada superior ou igual a 10,35 kVA, e, (ii) a partir de 1 de janeiro de 2013, para os clientes com potência contratada inferior a 10,35 kVA.

Nos termos da Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, o Governo fixou a data de 31 de dezembro de 2020 como o prazo limite para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e BT. Entretanto, na Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento de Estado para 2020, prevê-se a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em Baixa Tensão Normal (BTN), para 31 de dezembro de 2025. Na sequência da Lei n.º 2/2020, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, para 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

Neste contexto, em 2021 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em AT e MAT.

No seguimento da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, o Governo aprovou a Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, que estabelece o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.

Em abril de 2020, através da Diretiva n.º 5-A/2020, a ERSE aprovou uma atualização da tarifa de Energia do setor elétrico. Esta atualização da tarifa de Energia foi repercutida nas tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, incluindo as respetivas tarifas sociais.

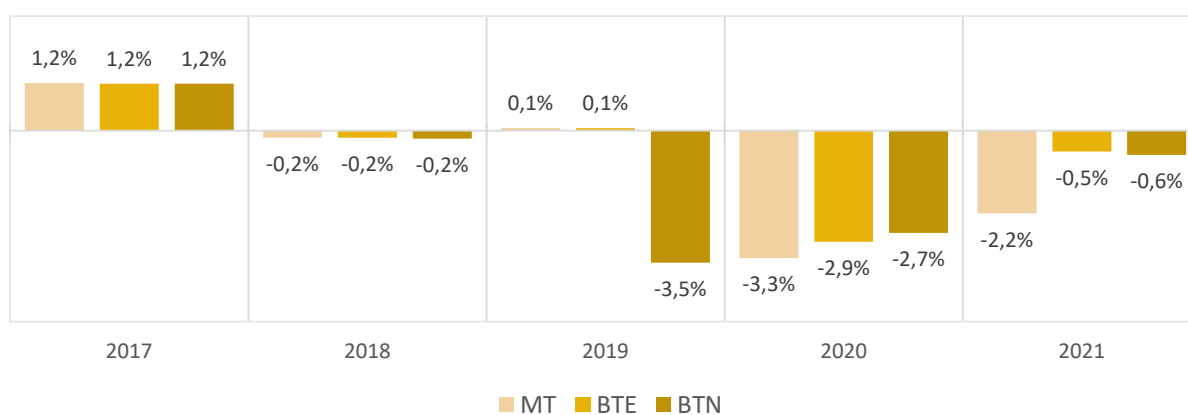
Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação das tarifas transitórias de venda a clientes finais em Portugal continental entre 2020 e 2021.

#### Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental em 2021

	MT	BTE	BTN
Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais	-2,2%	-0,5%	-0,6%

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental no período de 2017 a 2021, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. A variação apresentada para 2020 integra a revisão em baixa da tarifa de Energia em abril de 2020, no valor de 5€/MWh, que se refletiu numa redução da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais a vigorar até dezembro de 2020.

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos



As tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN dos comercializadores de último recurso a vigorarem em 2021, apresentam um desconto de 33,8% estabelecido pelo Despacho n.º 9807/2020, de 12 de outubro.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

Recentemente, o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez, tendo entrado em vigor a 27 de novembro de 2020.

#### TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

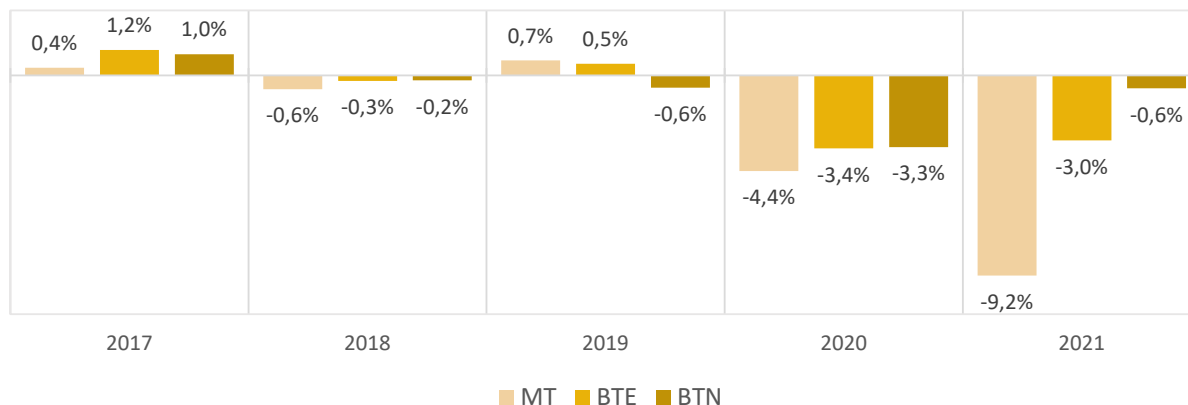
As tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas são aplicadas pelos comercializadores de último recurso. No Quadro 0-2 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores entre 2020 e 2021.

**Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores em 2021**

	MT	BTE	BTN
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais</b>	-9,2%	-3,0%	-0,6%

A Figura 0-2 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores no período de 2017 a 2021, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. A variação apresentada para 2020 integra a revisão em baixa da tarifa de Energia em abril de 2020, no valor de 5€/MWh, que se refletiu numa redução da tarifa de Venda a Clientes Finais a vigorar até dezembro de 2020.

**Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos**



O Quadro 0-3 apresenta a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira entre 2020 e 2021.

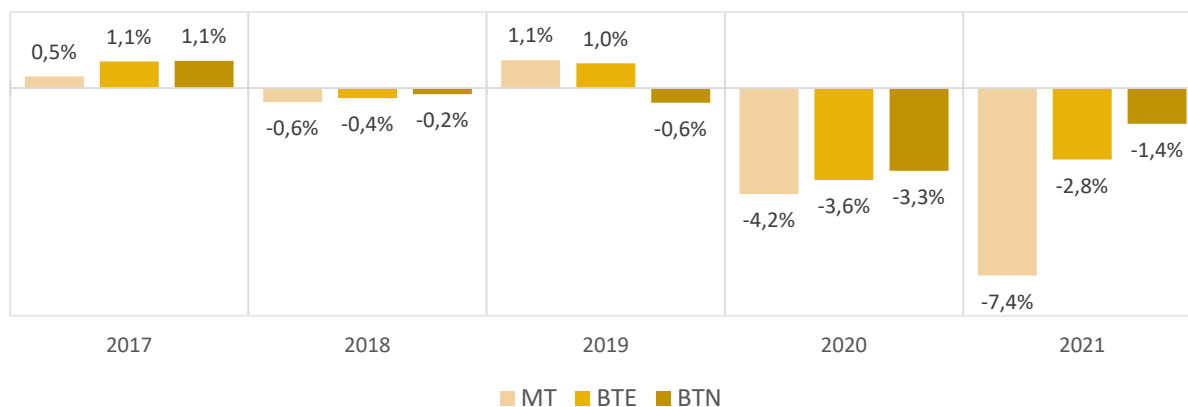
**Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira em 2021**

	MT	BTE	BTN
<b>Tarifas de Venda a Clientes Finais</b>	-7,4%	-2,8%	-1,4%

A Figura 0-3 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira no período de 2017 a 2021, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. A variação apresentada para 2020 integra a revisão em baixa da tarifa de Energia em abril de 2020, no valor de 5€/MWh, que se refletiu numa redução da tarifa de Venda a Clientes Finais a vigorar até dezembro de 2020.



**Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos**



À semelhança de Portugal continental, são aprovadas nas Regiões Autónomas tarifas sociais de venda a clientes finais em BTN a vigorarem em 2021, que apresentam um desconto de 33,8% estabelecido pelo Despacho n.º 9807/2020. Os critérios de elegibilidade aplicáveis nas tarifas sociais das Regiões Autónomas são idênticos aos aplicáveis em Portugal continental e identificados anteriormente.

À luz da legislação do setor elétrico, a convergência tarifária deve assegurar que nas Regiões Autónomas os consumidores pagam preços de energia elétrica análogos aos preços pagos pelos consumidores no Continente. Assim, a convergência tarifária nas Regiões Autónomas é efetuada para as tarifas aditivas ou tarifas de referência que traduzem os preços eficientes expectáveis a serem praticados no mercado retalhista em Portugal continental.

O impacto do mecanismo de convergência tarifária nas tarifas de Venda a Clientes Finais nos Açores e na Madeira observa-se por comparação das tarifas a vigorar em 2021 com as tarifas que seria necessário publicar nas Regiões Autónomas para proporcionar os proveitos permitidos às respetivas empresas reguladas. Ou seja, caso não existissem pagamentos entre os consumidores do Continente e os consumidores dos Açores e da Madeira, seria necessário que as tarifas das Regiões Autónomas assegurassem a cobertura dos custos em cada área geográfica, situação que seria muito impactante em termos de acréscimos tarifários nas tarifas aplicáveis nas Regiões Autónomas.

**Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira**

Tarifas de Venda a Clientes Finais	Sem convergência	Com convergência
Região Autónoma dos Açores	55,0%	-3,3%
Região Autónoma da Madeira	46,0%	-2,8%

**TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES**

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes. Estas tarifas estão incluídas nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos comercializadores de último recurso e nos preços dos comercializadores de mercado negociados livremente com os consumidores de energia elétrica. A variação das tarifas de Acesso às Redes é apresentada no Quadro 0-5.

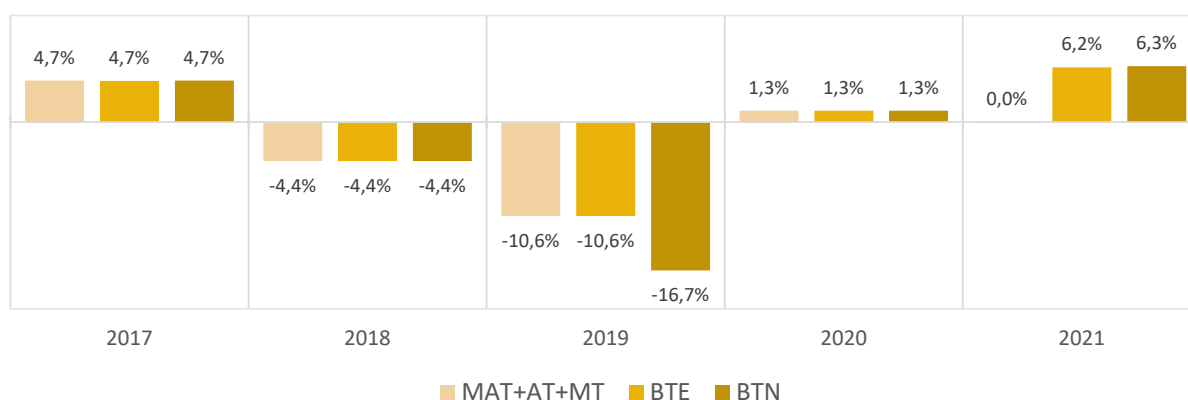
**Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental em 2021**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN
Tarifas de Acesso às Redes	0,0%	0,0%	0,0%	6,2%	6,3%

A variação das tarifas de acesso às redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição, a operação logística de mudança de comercializador e a gestão global do sistema que integra os custos de interesse económico geral e de política energética.

A Figura 0-4 ilustra as variações anuais das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2017 a 2021, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento.

Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos



#### TARIFAS POR ATIVIDADE EM PORTUGAL CONTINENTAL

As tarifas por atividade em Portugal continental permitem recuperar os proveitos permitidos em cada uma das atividades reguladas do setor elétrico. Estas tarifas integram de forma aditiva as tarifas de Acesso às Redes e estão incluídas nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais. No Quadro 0-6 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental.

Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2021

	Variação 2021/2020
<b>Tarifa de Energia</b>	<b>-14,4%</b>
<b>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</b>	<b>-7,3%</b>
<b>Tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>6,2%</b>
<b>Tarifas de Uso de Redes</b>	<b>1,6%</b>
Uso da Rede de Transporte	3,3%
Uso da Rede de Distribuição em AT	2,1%
Uso da Rede de Distribuição em MT	2,8%
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,5%
<b>Tarifas de Comercialização</b>	<b>4,0%</b>

## PREÇOS DOS SERVIÇOS REGULADOS

Nos termos estabelecidos no Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes e dos comercializadores de último recurso, os preços de leitura extraordinária, da quantia mínima a pagar em caso de mora e dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica.

A análise das propostas recebidas<sup>4</sup> para o exercício de 2021 seguiu, à semelhança dos anos anteriores, a recomendação do Conselho Tarifário constante do seu Parecer ao documento “Proposta de Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2011” que refere a necessidade de os preços fixados para a prestação dos serviços regulados aderirem aos custos reais. Nesse sentido, a ERSE procurou, sempre que tal não sucedesse já, enquadrar o referido ajustamento entre os preços e os custos de cada uma das atividades ou serviços para os quais se define um preço regulado.

Deste modo, a proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2021 previstos no RRC conduz aos seguintes resultados:

- Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, em Portugal continental, nos níveis de tensão/fornecimento AT, MT e BTE sofrem uma redução generalizada de até 0,5%,
- Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, e em linha com as propostas apresentadas pelos respetivos operadores das redes, os preços dos serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento sofrem um aumento de 1,4%, valor do deflator implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização, já regulamentarmente consagrado para o serviço de ligação de instalações eventuais,
- Os valores da quantia mínima a pagar em caso de mora no pagamento das faturas, tal como os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em MAT, não sofrem alterações face ao ano de 2020,
- Os preços aplicáveis a instalações em BTN que ainda não reflitam totalmente os custos – sendo disso exemplo os serviços de leitura extraordinária e de interrupção e restabelecimento, em Portugal continental – sofrem aumentos que, em alguns casos, atingem os 5% em 2021, de modo a assegurar uma gradual aderência dos preços aos custos de prestação destes serviços.

---

<sup>4</sup> Foram submetidas propostas por parte da EDA, da E-Redes, da EEM e da SU Eletricidade.

Nos termos estabelecidos no Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI), a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, os preços dos serviços de alteração temporária da potência contratada de forma remota, da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, aos operadores das redes e da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

Salvaguardada a reduzida experiência de aplicação dos preços dos serviços regulados previstos no RSRI, os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC, tendo como ponto de partida as propostas recebidas<sup>5</sup> para o exercício de 2021.

Deste modo, a proposta da ERSE para os preços dos serviços regulados em 2021 previstos no RSRI conduz aos seguintes resultados:

- Em Portugal continental, os preços dos vários serviços não sofrem alteração face aos aprovados para 2020, com exceção da recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, cujo preço aumenta 0,7%,
- Nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, e em linha com a proposta submetida pela EEM, os preços sofrem um aumento de 1,4%, valor do deflador implícito no consumo privado, que se propõe ser uniformemente o critério de atualização.

Por último, nos termos estabelecidos no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), a ERSE aprova anualmente, sob proposta dos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, os preços para aquisição dos equipamentos de medição inteligentes em BTN, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes. Trata-se da primeira vez que estes preços são aprovados ao abrigo do RAC, propondo-se a sua desagregação em função da tipologia, monofásica ou trifásica, com preços em linha com a proposta apresentada pela E-Redes, e cuja aplicação se propõe estender às regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

---

<sup>5</sup> Foram submetidas propostas por parte da E-Redes e da EEM.

## 0.2 PRINCIPAIS DETERMINANTES DA VARIAÇÃO DOS PROVEITOS

### 0.2.1 PRESSUPOSTOS FINANCEIROS

As taxas de juros e *spread* que serviram de base à elaboração das tarifas e preços para a energia elétrica e serviços regulados para 2021, são os seguintes:

Quadro 0-7 - Pressupostos financeiros

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

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2021” encontra-se uma análise sobre os fatores justificativos da evolução das variáveis monetárias.

## 0.2.2 CUSTOS DE APROVISIONAMENTO DE ENERGIA DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2020 e 2021, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, possibilitado pela revisão do Regulamento Tarifário (RT) e, posteriormente, introduzido na revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), de agosto de 2011, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de 49,52 EUR/MWh, superior ao estimado para 2020, que se situa em torno dos 45,56 EUR/MWh<sup>6</sup>, e abaixo do previsto em tarifas de 2020 para 2020, 61,33 EUR/MWh (Quadro 0-2). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

Estes valores são explicados em maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico” e no capítulo 3.2.3 do presente documento.

### Quadro 0-8 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>7</sup> para fornecimento dos clientes

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

Fonte: ERSE, REN

<sup>6</sup> Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

<sup>7</sup> O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

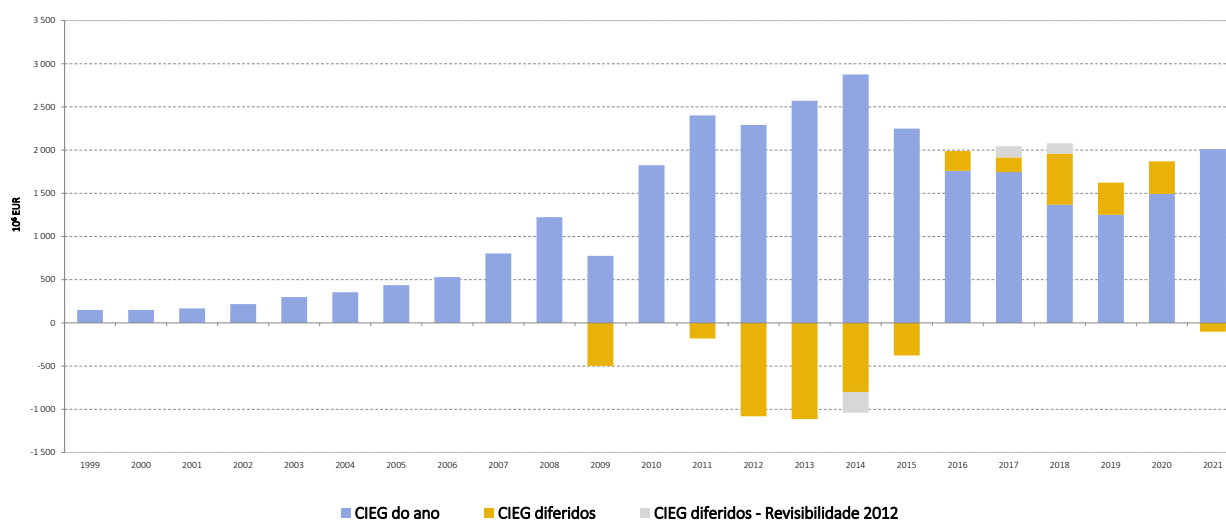
### 0.2.3 CUSTOS DECORRENTES DE MEDIDAS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, AMBIENTAL OU DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL E DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG) condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica.

A figura seguinte mostra a evolução dos CIEG incluídos nas tarifas desde 1999. A figura evidencia a azul os CIEG relativos aos próprios anos e a amarelo os fluxos associados aos diferimentos. Os fluxos associados aos diferimentos correspondem às diferenças entre os montantes de CIEG diferidos, a pagar no futuro, e os montantes de CIEG relativos a anos anteriores.

Observa-se a tendência de diminuição destes custos, iniciada em 2015 e que se manteve até 2019, voltando a aumentar em 2020 e 2021. É igualmente patente o facto de, entre 2016 e 2020, os montantes de CIEG diferidos no passado incluídos nas tarifas ultrapassarem os montantes diferidos no próprio ano. Em 2021 esta tendência inverte-se e o valor do CIEG diferidos no passado considerados em tarifas passam a ser ligeiramente inferiores ao valor dos CIEG diferidos no próprio ano.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 1999



O Quadro 0-9 apresenta as várias parcelas de custos que compõem os CIEG adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados.



**Quadro 0-9 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2021**

	Unidade: Milhares de euros		
	2020	2021	Varição 2021/2020
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>1 493 608</b>	<b>2 011 680</b>	<b>34,7%</b>
Sobrecusto da PRE	883 679	1 469 100	66,2%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-433	-73 713	16924,2%
Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa	289 045	332 779	15,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	263 622	258 248	-2,0%
Sobrecusto da RAA e da RAM	126 089	124 015	-1,6%
Terrenos das centrais	12 349	12 296	-0,4%
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	14 452	1 940	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	6 611	5 650	-14,5%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	429	432	0,8%
Autoridade da Concorrência	389	377	-3,3%
Tarifa Social	-102 623	-119 444	16,4%
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>376 485</b>	<b>-101 230</b>	<b>-126,9%</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>1 870 093</b>	<b>1 910 451</b>	<b>2,2%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 020	133 824	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 606	34 597	0,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 414	99 227	-0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-69 128	-47 410	-31,4%
Diferencial extinção TVCF	-4 070	-1 309	-67,8%
Sobreproveito	-2 132	-2 255	5,8%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>58 690</b>	<b>82 850</b>	<b>41,2%</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>1 928 783</b>	<b>1 993 301</b>	<b>3,3%</b>

Notas: 1) 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.

2) O sobrecusto da RAA e da RAM inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

Na Figura 0-6 apresentam-se os custos de CIEG associados à produção em regime especial (PRE) com remuneração garantida e aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás, por unidade prevista produzir em 2021<sup>8</sup> pelas respetivas instalações beneficiárias destes custos. Destaca-se o maior contributo para o diferencial de custos, em termos unitários, das centrais com CAE, comparativamente com os PRE com remuneração garantida. No que respeita ao incentivo à garantia de potência, a revogação da Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, através da Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, levou a uma

<sup>8</sup> Produções previsionais usadas no cálculo tarifário de 2021 da PRE com remuneração garantida e das centrais com CAE da Tejo Energia e da Turbogás.

redução abrupta dos custos com este CIEG em 2021, sendo apenas repercutidos o incentivo referente ao ano de 2018 da central de Foz Tua, que não têm significância nesta análise.

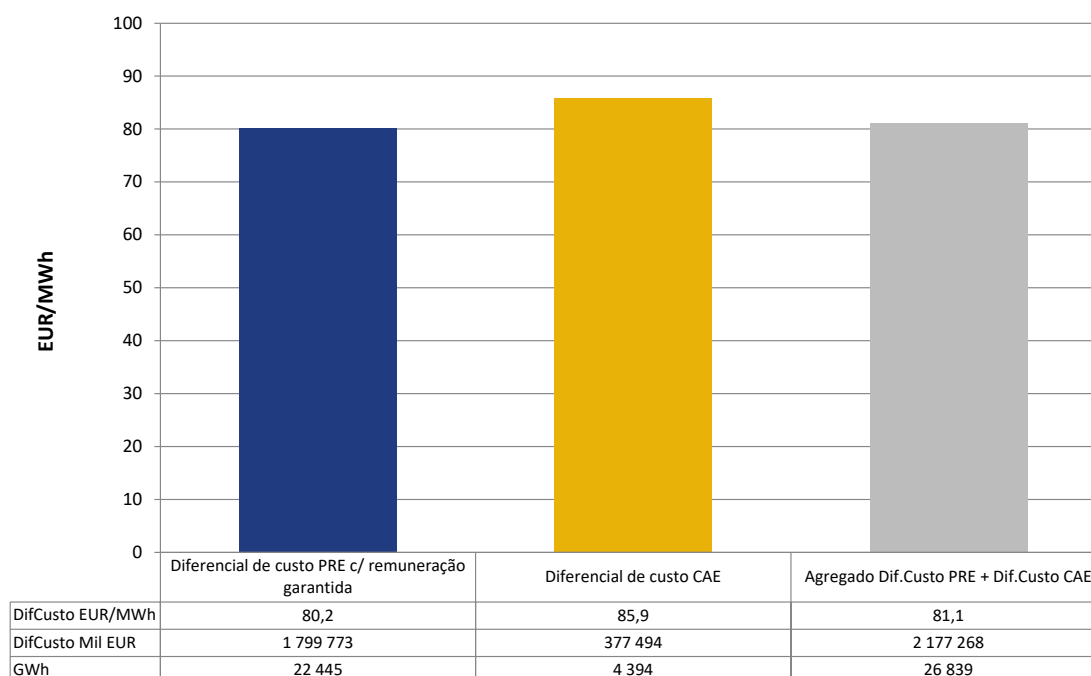
Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) o 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 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>9</sup>, até 2020, e pelo estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, em 2021;
- ii) as medidas de sustentabilidade do SEN consideradas para o ano de 2021, decorrentes da legislação em vigor, com impacto no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução das receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
- iii) o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iv) as receitas provenientes da venda de Garantias de Origem;
- v) previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN, resultantes do Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, do Secretário de Estado Adjunto e dos Assuntos Fiscais e da Secretária de Estado do Orçamento, de 11 de dezembro e do Despacho do Gabinete do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de dezembro.

---

<sup>9</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

**Figura 0-6 - Custos de CIEG previstos para 2021 associados à produção de energia elétrica por unidade produzida**



Nota: O diferencial de custo apresentado inclui os ajustamentos de anos anteriores. No caso da PRE não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2021, nem o efeito do alisamento quinquenal.

### 0.2.3.1 DIFERENCIAL DE CUSTO DE PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

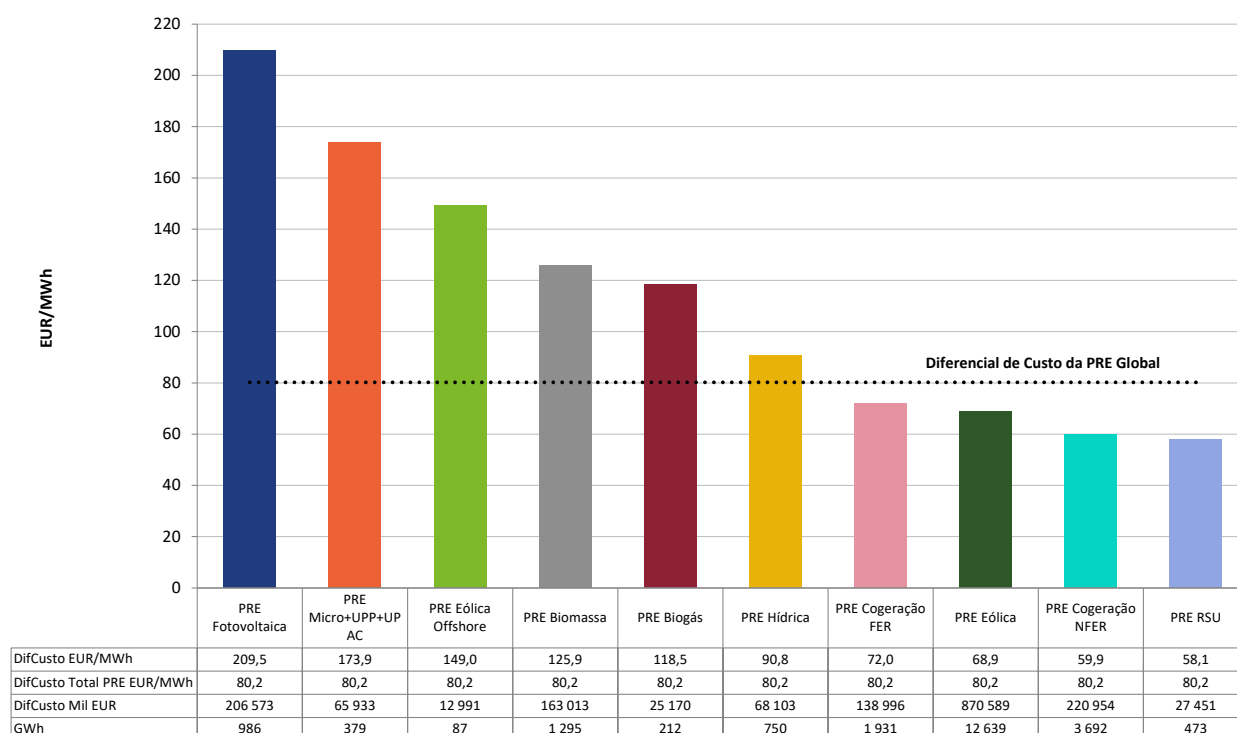
O cumprimento das metas definidas a nível europeu e nacional para a produção descentralizada de energia elétrica, em particular a partir de fontes de energia renovável, tem conduzido a um forte crescimento da produção em regime especial (PRE) nos últimos anos. A grande maioria desta produção é remunerada através de uma tarifa de compra garantida administrativamente, sendo a sua aquisição imposta ao comercializador de último recurso (CUR).

A repercussão nos proveitos permitidos destes pagamentos tem em conta a diferença entre o custo médio de aquisição desta energia por parte do CUR e o preço da energia transacionada no mercado organizado, sendo estes proveitos recuperados pela tarifa de Uso Global do Sistema, aplicável a todos os consumidores, independentemente do seu fornecedor.

Ilustra-se na Figura 0-7 os sobrecustos unitários de cada tecnologia de PRE, os quais incorporam os ajustamentos efetuados em 2021, relativos aos anos de 2019 e 2020, mas não são considerados os efeitos referidos anteriormente para a Figura 0-6, com impacto no diferencial de custos da PRE (alisamento

quinquenal, medidas de sustentabilidade do SEN, mecanismo regulatório definido pelo Decreto-Lei n.º 74/2013, transferências do FSSSE).

**Figura 0-7 - Diferencial de custo por unidade produzida das tecnologias de PRE com remuneração garantida previsto para 2021**



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada tecnologia inclui os ajustamentos de anos anteriores, mas não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2021, nem o efeito do alisamento quinquenal. A alocação dos ajustamentos de anos anteriores a cada tecnologia foi efetuada na proporção do diferencial de custo previsto para essa tecnologia em 2021. Note-se que os ajustamentos de anos anteriores justificam grande parte das variações nos diferenciais de custo por tecnologia que se verificam de um ano para outro.

A análise mais detalhada da evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2021”.

#### 0.2.3.2 CUSTOS PARA A MANUTENÇÃO DO EQUILÍBRIO CONTRATUAL

As principais rubricas dos CMEC consideradas nas tarifas de 2021 são as seguintes:

- 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, (iii) reversão do montante dos serviços de sistema, (iv) regularização dos montantes relativos aos desvios de faturação da parcela de acerto e (v) os desvios de faturação de 2019 e de 2020.

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

**Quadro 0-10 – Montantes referentes aos CMEC repercutidos nas tarifas de 2021**

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

A análise dos fatores justificativos do valor dos CMEC, em especial dos valores da parcela de acerto, encontra-se no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”.

## 0.2.3.3 DIFERENCIAL DE CUSTO DAS CENTRAIS COM CAE

O valor do sobrecusto das centrais com CAE não cessados (Turbogás e Tejo Energia) previsto para 2021 é de 228,51 milhões de euros, superior ao valor de 193,34 milhões de euros previsto nas tarifas de 2020<sup>10</sup>. Esta evolução deve-se, entre outros fatores, à diminuição prevista no preço de energia no mercado grossista.

A análise detalhada dos fatores justificativos do diferencial de custo com CAE encontra-se no documento “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2021 das Empresas Reguladas do Setor Elétrico”.

## 0.2.3.4 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA DAS REGIÕES AUTÓNOMAS

Os custos com a convergência tarifária suportados, quer pelos clientes do Continente, quer pelos clientes das Regiões Autónomas apresentam, na sua globalidade, uma diminuição relativamente ao ano anterior, conforme se pode verificar no quadro seguinte. No entanto, esta evolução abrange tendências opostas. Enquanto no caso da RAA, observa-se uma clara diminuição dos custos com a convergência tarifária, na RAM observa-se um ligeiro aumento.

**Quadro 0-11 - Custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2020 e 2021**

	Unidade: Milhares de euros		
	RAA	RAM	Total
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2021	62 398	61 617	124 015
Custos com a convergência tarifária a incorporar na tarifa de UGS em 2020	65 710	60 379	126 089

A redução do custo com a aquisição de combustíveis fósseis explica, em grande parte, a redução dos custos com a convergência tarifária nas RAA.

<sup>10</sup> Sem ajustamentos e incentivos.

#### 0.2.4 AMORTIZAÇÕES E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

O Quadro 0-12 apresenta os movimentos da dívida tarifária incluídos em tarifas de 2021, que de seguida são descritos:

- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>11</sup>, ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017 com término em 2021. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, ao BPI, ao Santander, à Tagus e ao BBVA;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>12</sup> ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. O saldo em dívida em 2021, referente a este diferimento é de 225,2 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>13</sup> ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019. O saldo em dívida em 2021, referente a este diferimento é de 465,4 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- o diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo

---

<sup>11</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

<sup>12</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

<sup>13</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

---

73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>14</sup> ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2020. O saldo em dívida em 2021 referente a este diferimento é de 571,3 milhões de euros. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;

- o diferimento, no montante de 1 104,6 milhões de euros, dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual ao sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2021;
- o défice gerado em 2009, em consequência da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto decorrente do diferimento dos ajustamentos tarifários de energia de 2007 e 2008 e o défice do valor do sobrecusto da PRE de 2009 a serem recuperados num período de 15 anos com efeitos a partir de 2010 e até 2024. O saldo em dívida em 2021, referente a estes défices, é de 390,2 milhões de euros. Estes défices foram cedidos à Tagus – Sociedade de Titularização de Créditos, SA a 3 de março de 2009 e a 3 de dezembro de 2009, respetivamente.

---

<sup>14</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).



## Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

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

## Quadro 0-12 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2020	Juros 2021	Amortização 2021	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2021	Saldo em dívida em 2021
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2020</b>	759 611 401	4 218 122	188 328 354	192 546 476	<b>571 283 047</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	90 074	500	22 332	22 832	67 742
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	100 264 954	556 771	24 858 413	25 415 184	75 406 541
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	22 130 010	122 888	5 486 632	5 609 520	16 643 377
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	133 887 268	743 476	33 194 300	33 937 776	100 692 968
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	73 105 203	405 953	18 124 771	18 530 724	54 980 432
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	84 014 693	466 534	20 829 530	21 296 064	63 185 162
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	49 067 447	272 472	12 165 156	12 437 628	36 902 291
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	134 423 546	746 454	33 327 258	34 073 712	101 096 288
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	39 223 461	217 808	9 724 564	9 942 372	29 498 897
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	99 367 038	551 785	24 635 795	25 187 580	74 731 243
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	24 037 709	133 481	5 959 603	6 093 084	18 078 106
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 <sup>[1]</sup></b>					1 104 614 432
<b>Tagus, SA</b>	<b>516 262 077</b>	<b>7 888 485</b>	<b>126 144 718</b>	<b>134 033 202</b>	<b>390 117 359</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	382 198 797	5 839 998	93 387 373	99 227 371	288 811 423
Sobrecusto da PRE 2009	134 063 280	2 048 487	32 757 344	34 805 831	101 305 936
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-208 885</b>	<b>0</b>	<b>-208 885</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009		-208 885		-208 885	0
<b>Total</b>	<b>2 756 679 314</b>	<b>32 593 941</b>	<b>1 104 615 276</b>	<b>1 137 209 217</b>	<b>2 756 678 470</b>

Nota: <sup>[1]</sup> O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2021 é de 1 748,1 milhões de euros.

## 0.2.5 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

No âmbito da legislação em vigor para o setor elétrico ou de decisões de entidades competentes são definidas medidas de contenção tarifária com impacte nas várias atividades ao longo da cadeia de valor do setor elétrico. De seguida, apresentam-se as medidas de contenção tarifária incluídas nas tarifas para 2021, bem como os valores reais e estimados para 2019 e 2020, respetivamente.

## Quadro 0-12 – Medidas de Contenção Tarifária

Unidade: Milhares de euros

	2019	2019T	2020E	2020T	2021T
Revisão do mecanismo previsto no DL 74/2013	17 890	41 000	26 400	56 192	30 200
Receitas geradas pela venda em leilão das licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN	153 551	163 362	140 000	149 687	153 090
Compensação dos produtores eólicos resultante dos pagamentos destes produtores como contrapartida da adesão a regimes remuneratórios alternativos para um período adicional além do inicial	28 148	27 416	27 097	27 387	0
Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE com dedução na PRE enquadrada pelo DL 90/2006, de 24 de maio	155 594	154 000	61 734	51 966	140 624
Receitas adicionais no âmbito do CELE		35 000			
50% receita gerada pela tributação dos produtos petrolíferos em sede de ISP e adição de CO2	0	0	1 694	10 896	750
Receita das vendas de Garantias de Origem que reverte para o SEN	0	0	5 788	13 834	6 009
Montante a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente dos apoios às energias renováveis	0	140 000	0	0	0
Custos de organização e operacionalização do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção, para energia solar fotovoltaica	0	0	0	0	473
Transferência decorrente do FSSSE e receitas adicionais no âmbito do CELE com dedução no sobrecusto CAE					44 242
Reversão do valor apurado por atuação indevida no mercado de serviços de sistema - efeitos da auditoria da Brattle					72 900
Revogação incentivo à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento					14 156
<b>TOTAL medidas de contenção tarifária</b>	<b>355 183</b>	<b>560 777</b>	<b>262 713</b>	<b>309 961</b>	<b>462 444</b>

## 0.2.6 PROCURA DE ENERGIA ELÉTRICA

As previsões de evolução da procura de energia elétrica adotadas pela ERSE para 2021 têm como base a informação das previsões enviadas pelas empresas, no que respeita aos fornecimentos e consumidores por nível de tensão, às quotas do mercado liberalizado e ao nível de perdas nas redes. Adicionalmente, a ERSE analisou os dados mais recentes do consumo de energia elétrica, de evolução do mercado liberalizado e os indicadores macroeconómicos, tendo em consideração o atual enquadramento de incerteza criado pela crise pandémica da COVID-19 e pelas medidas de contenção da sua propagação em Portugal.

No Quadro 0-13 apresentam-se os fornecimentos por nível de tensão considerados em tarifas de 2021 e a sua variação face aos valores do cálculo tarifário do ano anterior.

**Quadro 0-13 - Evolução do fornecimento de energia elétrica considerada em tarifas**

	Fornecimentos de energia elétrica (GWh)		
	Tarifas 2020	Tarifas 2021	$\Delta\%$ T2021 / T2020
<b>Fornecimentos CUR + ML</b>	<b>46 298</b>	<b>45 599</b>	<b>-1,5%</b>
MAT	2 382	2 436	2,3%
AT	7 131	7 034	-1,4%
MT	15 270	14 623	-4,2%
BTE	3 374	3 192	-5,4%
BTN	18 141	18 313	1,0%

Devido à correlação entre a evolução da atividade económica e o consumo de energia elétrica, no capítulo 2 deste documento é feita uma análise detalhada da economia portuguesa, bem como das suas perspetivas futuras, sendo de destacar que os indicadores mais recentes para a evolução da economia portuguesa sugerem um decréscimo em 2020 e uma recuperação em 2021. A ERSE prevê para Portugal continental um decréscimo do consumo em 2020 face a 2019 e uma recuperação em 2021, sendo os valores destas previsões baseados essencialmente nos consumos reais acumulados de janeiro a agosto de 2020, enviados à ERSE pelas empresas no âmbito da monitorização contínua do impacto da COVID-19 no consumo de energia elétrica.

No caso das Regiões Autónomas, para a definição do nível de consumo, a ERSE aceitou as previsões das empresas, segundo as quais em 2020 e 2021 se deverá registar um decréscimo do consumo de energia elétrica relativamente ao ocorrido em 2019. Esta previsão é suportada também pelo impacto da pandemia da COVID-19 no consumo de energia elétrica nestes arquipélagos.

O quadro que se segue apresenta o consumo referido à emissão e os fornecimentos a clientes estimados para 2020 e previstos para 2021, para Portugal continental e para as Regiões Autónomas, apresentando também as variações relativamente ao ocorrido em 2019.

**Quadro 0-14 – Consumo referido à emissão e fornecimentos em Portugal continental, na RAM e na RAA**

	Unidade: GWh		
	Real 2019	Estimativa 2020	Tarifas 2021
<b>Portugal Continental</b>			
Consumo referido à emissão	50 340	48 593	50 359
(Variação média anual)	-1,1%	-3,5%	3,6%
Perdas nas redes de Transporte e Distribuição	4 841	4 712	4 746
Perdas/Fornecimentos	10,6%	10,7%	10,4%
Fornecimentos a Clientes	45 599	43 866	45 599
(Variação média anual)	-1,0%	-3,8%	4,0%
<b>Região Autónoma da Madeira</b>			
Consumo referido à emissão	882	811	862
(Variação média anual)	2,1%	-8,0%	6,3%
Perdas na Rede	72	66	70
Perdas/Fornecimentos	9,0%	8,9%	8,9%
Fornecimentos a Clientes	808	744	790
(Variação média anual)	2,2%	-8,0%	6,3%
<b>Região Autónoma da Açores</b>			
Consumo referido à emissão	793	718	732
(Variação média anual)	-0,2%	-9,6%	2,0%
Perdas na Rede	50	45	46
Perdas/Fornecimentos	6,8%	6,8%	6,7%
Fornecimentos a Clientes	742	670	684
(Variação média anual)	-0,1%	-9,6%	2,0%

No que respeita à evolução da liberalização do mercado retalhista em Portugal continental, deverá assistir-se, em 2020 e 2021, tal como em 2019 e em 2018, a um abrandamento do ritmo de transição de clientes para mercado, face ao observado até 2017, que se associa às alterações do quadro legal para a extinção das tarifas transitórias para o fornecimento a clientes finais (novos prazos para a extinção das tarifas transitórias de fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, com datas de 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente) e à existência da possibilidade de regresso ao mercado regulado desde janeiro de 2018.

A análise da evolução da procura e dos seus fatores justificativos encontra-se no documento “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021”.

## 0.2.7 PROVEITOS PERMITIDOS POR ATIVIDADE EM 2021

O Quadro 0-15 sintetiza os proveitos permitidos e a recuperar em 2021, por atividade, em Portugal continental.

**Quadro 0-15 - Proveitos em Portugal continental em 2021**

Unidade: Milhares de euros

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

O Quadro 0-16 sintetiza os proveitos permitidos em 2021, por atividade, nas Regiões Autónomas.

**Quadro 0-16 - Proveitos nas Regiões Autónomas em 2021**

Unidade: Milhares de euros

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

## 1 INTRODUÇÃO

De acordo com os procedimentos estabelecidos no Regulamento Tarifário (RT) submeteu-se à apreciação do Conselho Tarifário (CT), para emissão de parecer, e à Autoridade da Concorrência e dos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, a “Proposta de Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021”. O presente documento é complementado por um conjunto de outros documentos que lhe serviram de base e de enquadramento e que dela fazem parte integrante.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem em 2021.

As tarifas para 2021 são determinadas tendo em consideração o disposto no Regulamento Tarifário em vigor aprovado pelo Regulamento n.º 619/2017, de 23 de novembro, que aprofundam, por um lado, a regulação das atividades de transporte e distribuição de energia elétrica e, por outro lado, a integração do Mercado Ibérico de Eletricidade, no quadro da legislação em vigor.

Os valores das tarifas e preços dos serviços regulados para 2021, têm em consideração os valores dos custos e investimentos verificados em 2019, estimados para 2020 e previstos para 2021, enviados pelas seguintes empresas reguladas do Continente e das Regiões Autónomas:

- REN Trading.
- Rede Eléctrica Nacional.
- ADENE.
- E-Redes<sup>15</sup>.
- SU Eletricidade.
- Electricidade dos Açores.
- Empresa de Electricidade da Madeira.

---

<sup>15</sup> Optou-se por antecipar nos documentos que acompanham estas tarifas a designação que a EDP Distribuição terá que adotar até 31 de janeiro de 2021 – E-Redes.

Os preços dos serviços regulados têm em consideração os valores atualmente em vigor e os valores propostos pelas empresas para 2021.

A informação numérica enviada cumpre o estabelecido no RT e nas normas complementares de reporte de informação publicadas pela ERSE.

No capítulo 2 é feita uma análise da situação económica nacional e do seu enquadramento a nível europeu.

No capítulo 3 encontram-se descritas e justificadas as principais decisões da ERSE que conduziram à fixação de tarifas e preços a aplicar em 2021, designadamente são apresentados os proveitos permitidos para cada atividade das empresas reguladas.

No capítulo 4 apresentam-se os cálculos das tarifas por atividade, das tarifas de Acesso às Redes e das tarifas de Venda a Clientes Finais para vigorarem em 2021.

No capítulo 5 apresentam-se os parâmetros que vigoram no período de regulação de 2018 a 2020<sup>16</sup>.

No capítulo 6 são apresentados os preços dos serviços regulados previstos no Regulamento de Relações Comerciais e no Regulamento da Qualidade de Serviço para vigorarem em 2021.

Por último, no capítulo 7 é feita uma análise do impacte das principais decisões tomadas.

---

<sup>16</sup> O cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano 2021 foi efetuado num momento excecional, cujos efeitos nos mercados financeiros, dos combustíveis, bem como nas previsões de procura são difíceis de prever. Nestas circunstâncias a ERSE decidiu prolongar o período de regulação que decorreu entre 2018 e 2020 por mais um ano, até 2021, com as devidas adaptações.



## 2 ENQUADRAMENTO MACROECONÓMICO E SETORIAL

### 2.1 ECONOMIA MUNDIAL

No âmbito do enquadramento do desempenho macroeconómico da economia portuguesa, importa fazer uma contextualização a nível da economia mundial, dado o seu impacte na atividade económica em Portugal.

De acordo com o FMI<sup>17</sup>, a economia mundial tem permanecido estável entre 2012 e 2019, com ligeiras oscilações. Após 2017, ano em que se verificou o maior crescimento neste período, o nível de atividade económico desacelerou em 2018 e 2019. Pese embora o FMI<sup>18</sup> apontasse, no final de 2019, vários sinais positivos para o crescimento económico em 2020, estas perspetivas foram completamente anuladas pelo impacto da pandemia COVID-19. Desta forma, o FMI<sup>19</sup>, à semelhança de outras entidades internacionais que disponibilizam previsões macroeconómicas, prevê agora uma diminuição do PIB mundial em 2020 em cerca de 4,4%, e uma recuperação de 5,2% em 2021.

Apesar de já ser possível averiguar os primeiros impactos da pandemia na economia, a sua evolução futura permanece incerta, sendo ainda prematuro estimar, de forma precisa, o crescimento económico para anos vindouros. Este efeito é notório nas sucessivas e significativas revisões das previsões macroeconómicas efetuadas nos últimos meses por diversas organizações, e na amplitude de valores apresentada entre estas instituições. Por exemplo, a OCDE previa, em junho<sup>20</sup>, uma contração da economia mundial de 6% num cenário de pandemia com uma única vaga, passando a estimar uma contração de 4,5% em setembro<sup>21</sup>, revista para uma contração de 4,2% em dezembro<sup>22</sup>.

---

<sup>17</sup> FMI, “World Economic Outlook” – Base de dados, disponível em: <https://www.imf.org/en/Publications/SPROLLS/world-economic-outlook-databases#sort=%40imfdate%20descending>.

<sup>18</sup> FMI, “World Economic Outlook”, outubro de 2019, disponível em: <https://www.imf.org/~media/Files/Publications/WEO/2019/October/English/text.ashx?la=en>.

<sup>19</sup> FMI, “World Economic Outlook”, outubro de 2020.

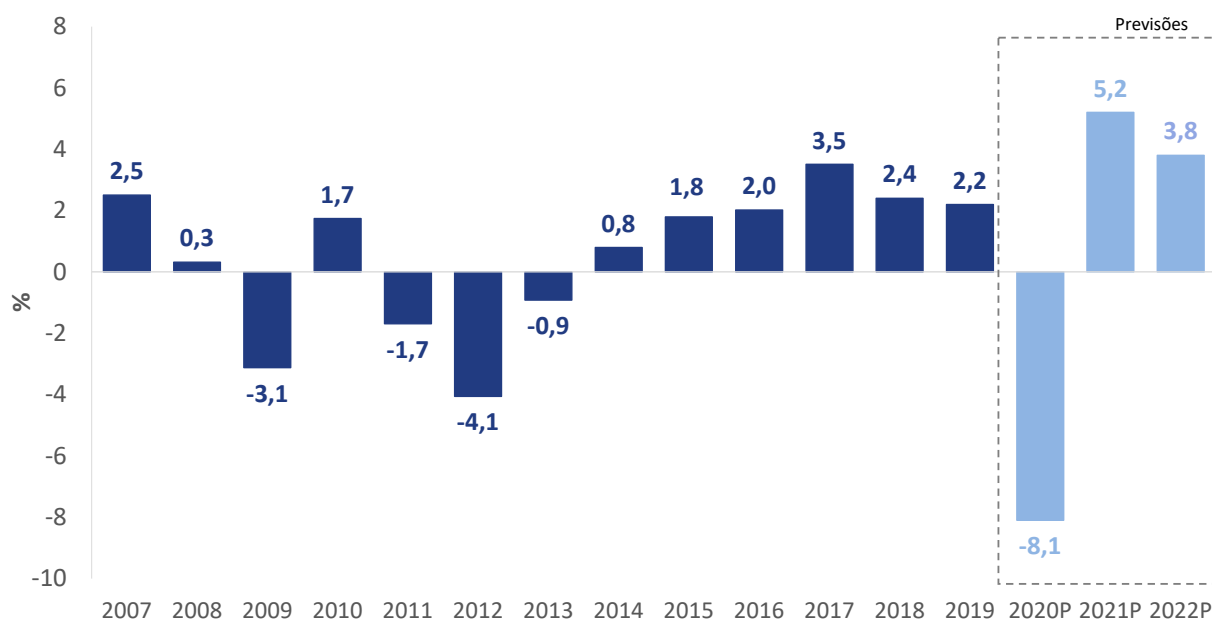
<sup>20</sup> OCDE, “OECD Economic Outlook”, junho de 2020: <http://www.oecd.org/economic-outlook/june-2020/>.

<sup>21</sup> OCDE, “OECD Economic Outlook”, setembro de 2020: <http://www.oecd.org/economic-outlook/#gdp-projections>.

<sup>22</sup> OCDE, “OECD Economic Outlook”, dezembro de 2020: [https://www.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-economic-outlook/volume-2020/issue-2\\_39a88ab1-en](https://www.oecd-ilibrary.org/economics/oecd-economic-outlook/volume-2020/issue-2_39a88ab1-en).

Após o fim do Programa de Assistência Económica e Financeira e a recuperação do acesso aos mercados de financiamento que ocorreu em meados de 2014, a economia portuguesa tem-se caracterizado por uma consolidação da recuperação da atividade, após três anos de recessão económica (ver Figura 2-1). À semelhança da economia mundial, Portugal regista o maior crescimento económico em 2017, cerca de 3,5%, seguido de um ligeiro abrandamento em 2018 e 2019, aproximando-se da tendência de longo prazo do crescimento do PIB. No entanto para 2020, desconhecida a evolução futura da pandemia e os seus efeitos totais, é ainda, nesta fase, difícil de prever com precisão o desenvolvimento da economia para os próximos anos. Contudo, o Banco de Portugal (BdP) prevê para 2021 e 2022 um cenário de crescimento forte, associado a uma recuperação robusta em reação à queda no PIB provocada pela pandemia em 2020. A zona euro tem sido uma das regiões económicas mais afetadas pelo COVID-19, conjuntura à qual Portugal não tem sido exceção.

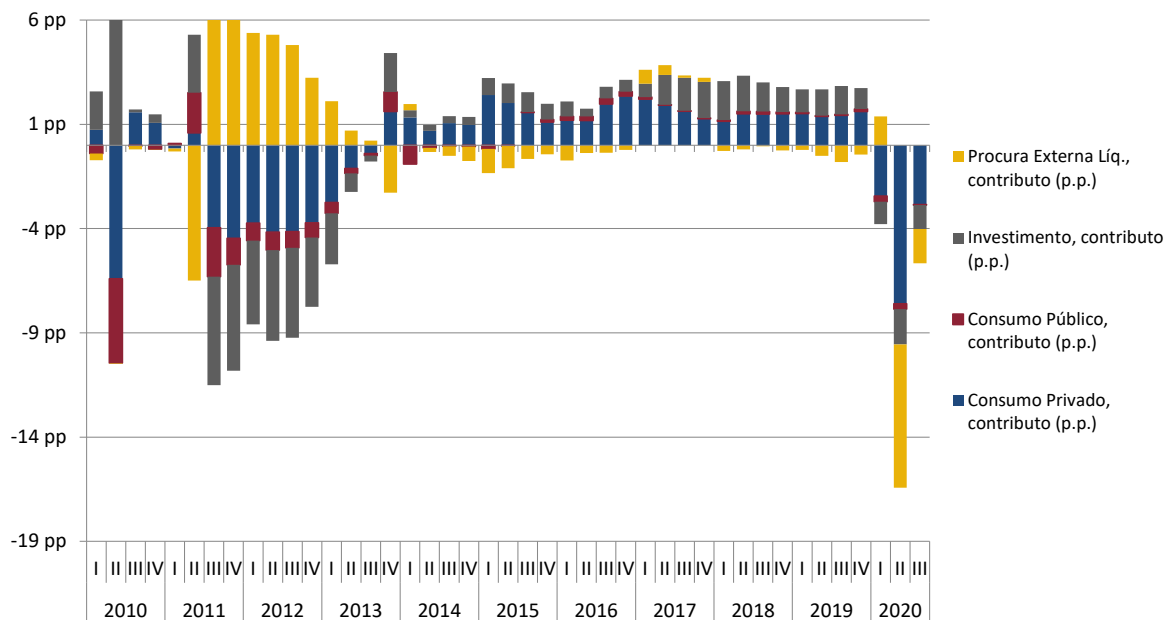
Figura 2-1 - Economia portuguesa: taxa de crescimento real anual do PIB



Fonte: ERSE, Banco de Portugal

A consolidação da recuperação da atividade nos últimos 5 anos foi sustentada na procura interna (ver Figura 2-2 e Figura 2-3), com o consumo privado e o investimento a registarem uma forte recuperação.

Figura 2-2 - Contributos da Procura Interna\* e da Procura Externa Líquida\*\* para a taxa de crescimento do PIB em Portugal



\*Procura Interna = [Consumo privado + Consumo Público + Investimento];

\*\*Procura Externa Líquida = [Exportações – Importações];

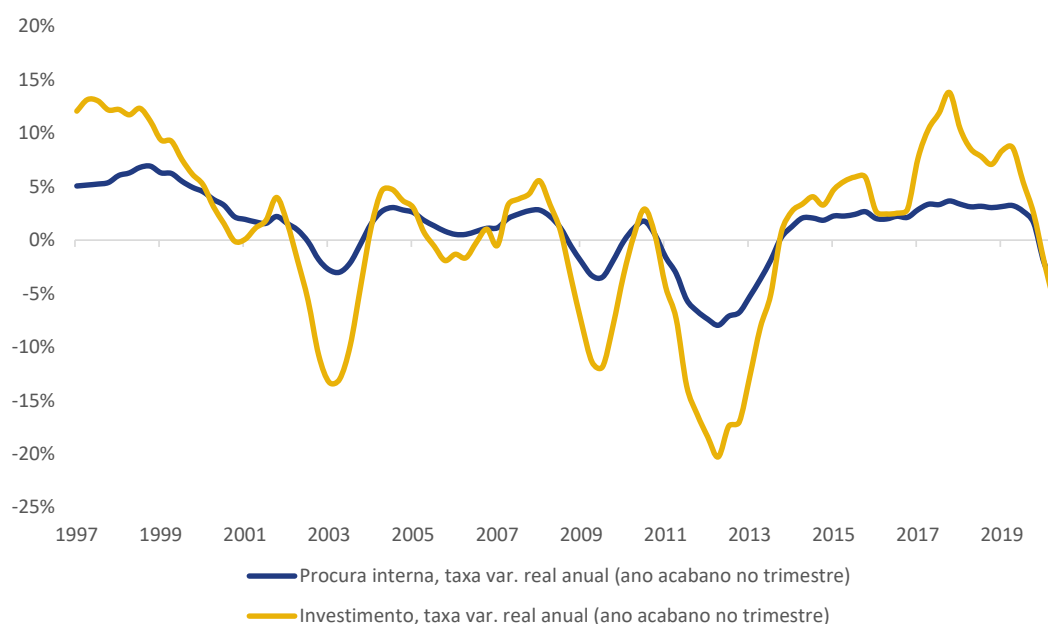
Fonte: ERSE, INE

O aumento do PIB, em 2016, foi suportado pela melhoria da procura externa líquida e pela forte dinâmica do consumo privado, pese embora se tenha assistido a um abrandamento do investimento. Já em 2017, a recuperação do crescimento voltou a ser sustentada numa forte recuperação do investimento e no crescimento das exportações, beneficiando também da dinâmica do consumo privado.

Entre 2017 e 2019, o investimento e o consumo privado têm vindo a consolidar a sua contribuição para a taxa de crescimento do PIB, compensando-se assim uma ligeira tendência de diminuição da procura externa líquida.

Em 2020, todas as componentes do PIB foram afetadas pela pandemia COVID-19 com principal destaque para o consumo privado e para a procura externa líquida no 2.º trimestre (verificando-se uma queda superior nas exportações face às importações). O aumento da despesa pública permitiu que o consumo público fosse a variável menos influenciada, traduzindo as medidas excecionais de apoio à atividade económica. No 3.º trimestre, embora se mantenha o contributo negativo do consumo privado e da procura externa líquida, este foi menos pronunciado, denotando uma recuperação face ao trimestre anterior.

Figura 2-3 - Procura interna e investimento em Portugal entre 1997 e o terceiro trimestre de 2020



Fonte: ERSE, INE

Para 2020, a média das previsões mais recentes apresentadas pelos principais organismos<sup>23</sup> aponta para uma diminuição do PIB português em cerca de 8,9 %, seguindo a mesma tendência observada na economia mundial, consequência da pandemia COVID-19. As previsões para o nível de atividade económica portuguesa variam significativamente entre instituições, visto estarem condicionadas à evolução da pandemia, assim como aos mecanismos e políticas de resposta aos seus impactes sociais e económicos, bem como à respetiva cooperação nacional e internacional.

Portugal, nos últimos anos, tinha vindo a registar uma melhoria da sua situação de consolidação orçamental, no entanto a atual crise deverá inverter esta trajetória, podendo deteriorar substancialmente as finanças públicas portuguesas, nomeadamente no que concerne ao défice orçamental e, consequentemente ao rácio da dívida pública em relação ao PIB.

As perspetivas negativas que se afiguravam para várias economias da UE permitiram chegar a acordo sobre um pacote extraordinário de 750 mil milhões de euros de apoios da UE para enfrentar a crise provocada pela pandemia COVID-19, além da definição de um forte orçamento de longo prazo 2021-2027 (Quadro Financeiro Plurianual QFP), em valores a rondar os 1 074 mil milhões de euros.

<sup>23</sup> Média das previsões do BdP, CE, OCDE, FMI e Orçamento de Estado para 2021.

A atual crise também teve efeitos sobre as perspetivas de inflação em Portugal e na zona euro. No caso português antecipa-se um valor a rondar os -0.1%. Na zona euro, o BCE tem vindo sucessivamente a reduzir as suas expetativas de inflação para 2020, apontando em dezembro de 2020<sup>24</sup> um valor de 0,2% para 2020. Desde março de 2020, o BCE tem vindo a ajustar a política monetária em reação à crise provocada pela pandemia, incluindo medidas como sucessivos reforços do programa de compra de ativos, linhas de crédito mais baratas e relaxamento dos requisitos de capital, permitindo uma maior alavancagem por parte dos bancos e, conseqüentemente, uma maior liquidez na economia. A intervenção do BCE na economia da zona euro encontra-se aprofundada no documento “Proveitos permitidos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Em 2021, prevê-se o retomar de crescimento da economia portuguesa, com taxas de crescimento (4,8%, em média) superiores à tendência de longo prazo, que permitirão compensar parcialmente o efeito negativo da pandemia. No entanto, a evolução da pandemia e respetivos mecanismos e políticas de resposta permanecem relativamente incertos.

**Quadro 2-1 - Economia portuguesa - principais indicadores económicos para 2019 e previsões para 2020 e 2021**

	2019		2020P		2020P				2021P		2021P			
	INE/Banco de Portugal	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	Governo*	CE	OCDE	Média das previsões	Banco de Portugal	FMI	Governo*	CE	OCDE	
<b>PIB</b>	<b>2,2</b>	<b>-8,9</b>	<b>-8,1</b>	<b>-10,0</b>	<b>-8,5</b>	<b>-9,3</b>	<b>-8,4</b>	<b>4,8</b>	<b>5,2</b>	<b>6,5</b>	<b>5,4</b>	<b>5,4</b>	<b>1,7</b>	
Consumo privado	2,2	-7,1	-6,2	n.d.	-7,1	-7,9	-7,3	4,4	7,7	n.d.	3,9	4,9	1,1	
Consumo público	0,8	0,4	1,2	n.d.	-0,3	1,0	-0,3	2,1	0,7	n.d.	2,4	1,6	3,5	
Investimento	6,4	-6,6	-4,7	n.d.	-7,4	-10,2	-4,2	4,2	5,0	n.d.	5,3	6,3	0,1	
Exportações	3,7	-21,0	-19,5	n.d.	-22,0	-21,0	-21,3	8,9	11,5	n.d.	10,9	9,7	3,6	
Importações	5,2	-15,5	-12,4	n.d.	-17,9	-15,6	-16,1	7,7	13,5	n.d.	7,2	7,5	2,5	
Inflação (IHPC)	0,3	-0,1	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,2	0,7	0,8	1,3	0,7	0,9	-0,2	
Desemprego (% população ativa)	6,5	7,9	7,5	8,1	8,7	8,0	7,3	8,5	9,5	7,7	8,2	7,7	9,5	

Unidade: taxa de variação anual em %, exceto quando indicado

Fontes: FMI - "World Economic Outlook" - outubro 2020;

\*Governo - previsões económicas Orçamento de Estado 2021, outubro 2020;

Banco de Portugal - "Boletim económico" - junho e outubro 2020

OCDE - "OECD Economic Outlook" - dezembro 2020

CE - "Previsões económicas europeias" - novembro 2020

INE

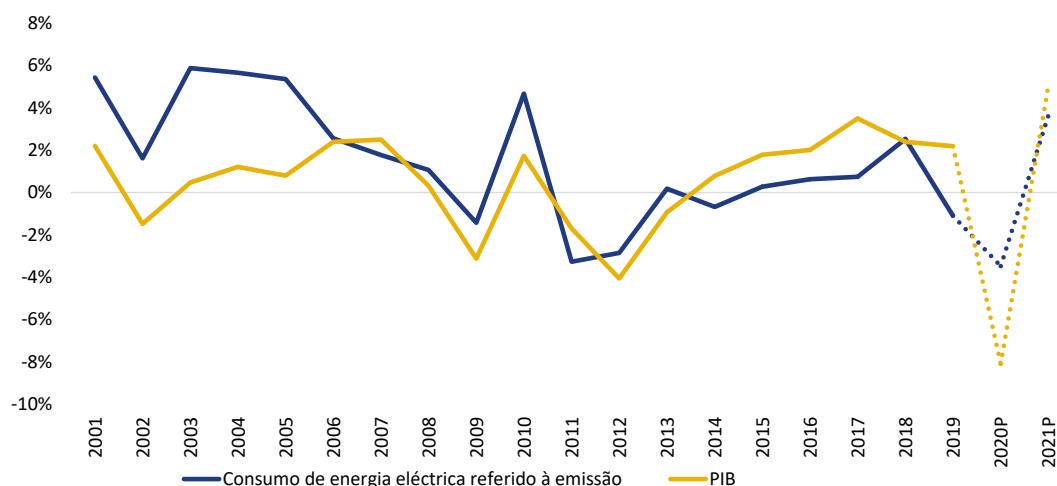
<sup>24</sup> BCE, dezembro de 2020, disponível em:

[https://www.ecb.europa.eu/pub/projections/html/ecb.projections202012\\_eurosystemstaff~bf8254a10a.en.html#toc3](https://www.ecb.europa.eu/pub/projections/html/ecb.projections202012_eurosystemstaff~bf8254a10a.en.html#toc3)

## 2.2 BREVE ENQUADRAMENTO SETORIAL

A Figura 2-4 abaixo compara a evolução da taxa de crescimento do consumo de energia elétrica referido à emissão<sup>25</sup>, e a taxa de crescimento real do PIB desde 2001.

Figura 2-4 - PIB e consumo de energia elétrica referido à emissão



Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN

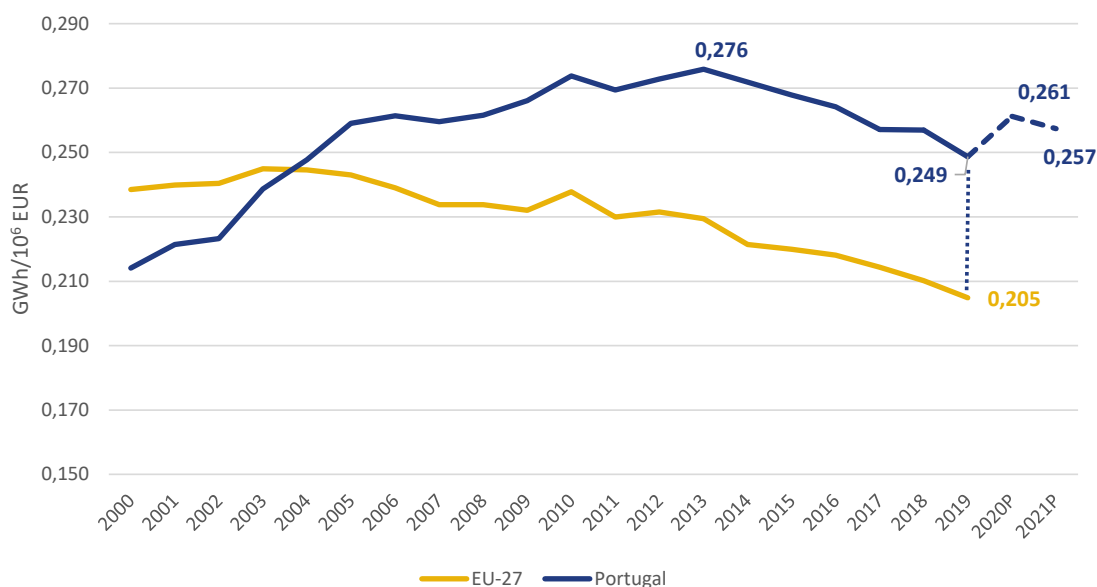
Da observação da figura anterior destaca-se uma clara correlação entre o crescimento destas duas variáveis entre 2008 e 2013, tendo-se esbatido a partir deste ano. Contudo, devido ao contexto macroeconómico excecional, em 2020 e 2021, deverá ocorrer uma disrupção significativa, mas não total, entre a variação do crescimento económico e a variação do consumo de energia elétrica. Assim, para 2020 estima-se que os impactos da pandemia provoquem variações no PIB e no consumo de energia elétrica no mesmo sentido, mas a diminuição será bastante superior no caso do PIB. Para 2021, prevê-se uma recuperação da atividade económica superior à perspetivada para o consumo de energia elétrica, assumindo-se uma progressiva normalização do contexto após os efeitos da crise e um reequilíbrio da correlação entre a evolução do PIB e do consumo de energia elétrica anteriormente referida.

A partir da Figura 2-5 comparam-se as evoluções da intensidade elétrica do PIB em Portugal continental e na União Europeia (UE). Este indicador permite evidenciar a relação entre o nível da atividade económica e o consumo de energia elétrica, correspondendo ao rácio entre o consumo de energia elétrica referido à

<sup>25</sup> A série do consumo referido à emissão não inclui a correção dos efeitos relacionados com a temperatura e dias úteis.

emissão e o produto interno bruto, a preços constantes. No período compreendido entre 2000 e 2019 verifica-se que o valor máximo em Portugal foi atingido em 2013, tendo-se observado posteriormente uma tendência decrescente na energia necessária para manter a produção constante, permanecendo, no entanto, num nível significativamente superior ao da UE. Em 2020, devido à crise pandémica, antevê-se um contexto macroeconómico excecional, pelo que, tal como anteriormente referido, a correlação entre o desempenho da economia portuguesa e a procura de energia elétrica poderá ser afetado, gerando um aumento atípico da intensidade elétrica em 2020. Posteriormente a este ano excecional, prevê-se um regresso, em 2020, à tendência de decréscimo observada a partir de 2013. Note-se, também, que no conjunto dos restantes países da UE, a diminuição da intensidade elétrica iniciou a sua tendência decrescente antes do verificado em Portugal.

Figura 2-5 - Intensidade elétrica em Portugal e na UE



Fonte: ERSE, INE, Banco de Portugal, REN, EUROSTAT





### 3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo apresentam-se os proveitos permitidos para cada uma das atividades reguladas da REN Trading, da REN, da ADENE, da E-Redes, da SU Eletricidade, da EDA e da EEM.

O cálculo destes proveitos foi determinado tendo em conta os documentos complementares “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2021” e “Caracterização da procura de energia elétrica em 2021” e o documento “Parâmetros de regulação para o período 2018 a 2020”, de dezembro de 2017.

Refira-se que o cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano 2021 foi efetuado num momento excecional, cujos efeitos nos mercados financeiros, dos combustíveis, bem como nas previsões de procura são difíceis de prever. Nestas circunstâncias a ERSE decidiu prolongar o período de regulação que decorreu entre 2018 e 2020 por mais um ano, até 2021, com as devidas adaptações.

No documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2021” definem-se os principais pressupostos utilizados no cálculo dos proveitos permitidos para 2021 e apresentam-se e justificam-se as principais opções tomadas pela ERSE relativamente às previsões enviadas pelas empresas para o balanço de energia elétrica, para os custos e para os investimentos nas várias atividades reguladas. Neste documento, analisa-se o ano de 2019 para todas as atividades e o ano de 2020 para as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso, de forma a determinar os ajustamentos a repercutir em 2021. Adicionalmente, para 2020 e para todas as atividades analisa-se o acerto provisório do CAPEX<sup>26</sup>.

Relativamente a 2019, faz-se uma análise do balanço de energia elétrica e das contas reguladas, por atividade, das empresas reguladas (REN Trading, REN, E-Redes, SU Eletricidade, EDA e EEM) e comparam-se os valores ocorridos com os que tinham sido considerados para o cálculo das tarifas a vigorar em 2019. Determinam-se e analisam-se as diferenças entre valores reais e os provisórios e calculam-se os ajustamentos a considerar em cada atividade, retirando-se neste exercício os valores provisórios de ajustamento para 2019 considerados em tarifas de 2020.

---

<sup>26</sup> Capital Expenditure, custo com capital, isto é, a remuneração do investimento líquido adicionado das amortizações.

No que se refere a 2020, calcula-se o valor provisório do ajustamento aos proveitos permitidos das atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e do Comercializador de Último Recurso. Calcula-se, também, o ajustamento provisório ao CAPEX<sup>27</sup> de todas as atividades, bem como o ajustamento relativo à tarifa social.

### 3.1 METODOLOGIAS DE REGULAÇÃO

O modelo de regulação em Portugal assenta na definição dos rendimentos permitidos às atividades reguladas, chamados de proveitos permitidos, de um modo geral desenvolvidas num quadro de monopólio natural, definidos pelo regulador por forma a emular um mercado concorrencial, tendo em conta a garantia do equilíbrio económico-financeiro dessas atividades e a proteção dos consumidores.

No que diz respeito à promoção de custos eficientes, as metodologias de regulação podem ser agrupadas em dois conjuntos distintos: regulação por incentivos, regulação por custos aceites. A regulação por incentivos, tal como o *price cap* ou o *revenue cap*, não associa exatamente o nível de proveitos permitidos ao nível de custos da atividade regulada, permitindo, numa primeira fase, às empresas reguladas aumentarem a sua rentabilidade caso consigam diminuir os seus custos e, numa segunda fase, aos consumidores beneficiarem de um menor nível tarifário devido à diminuição dos custos. A regulação por custos aceites consiste numa apreciação mais detalhada dos custos das empresas reguladas, sendo que os proveitos permitidos recuperam os custos aceites da empresa, assim como os custos do investimento remunerados a uma taxa definida pelo regulador. A regulação por custos aceites diminui o risco regulatório, apoiando estratégias expansivas em termos de investimento, mas, de um modo geral, dissocia o desempenho das empresas da sua rentabilidade, não cria um verdadeiro incentivo para que as empresas diminuam os seus custos ou atinjam outros objetivos definidos pelo regulador.

Nos quadros seguintes apresenta-se, por empresas reguladas do setor elétrico e respetivas atividades, uma breve síntese das formas de regulação e dos principais parâmetros a vigorar para o período de regulação em curso assim como as tarifas que permitem recuperar os proveitos permitidos.

---

<sup>27</sup> No caso das RA, ao contrário dos restantes ajustamentos, um valor positivo equivale a montantes a devolver às empresas, enquanto um valor negativo equivale a um montante a devolver aos consumidores.

Quadro 3-1 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor	Recuperação dos proveitos
REN Trading, SA Agente Comercial	Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (Sobrecusto CAE)	Custos aceites. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois, tendo em conta os custos e proveitos reais e os incentivos aceites a posteriori.	Diferença entre os custos com a aquisição às centrais com Contratos de Aquisição de Energia (CAE) e o proveito com a venda desta energia no mercado.	Incentivos para a gestão otimizada dos CAE não cessados	Incentivo $I_{act}$ : - Valor máximo: 3 M€ - Valor mínimo: 1 M€  Prémio de adequação de mercado Pam: - Valor máximo: 0,3 M€	Tarifa de Uso Global de Sistema do ORT
REN, SA Entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte Operador da rede de transporte (ORT)	Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração.  Remuneração dos ativos em exploração aceites em base anual ajustável ao fim de 2 anos com base em valores reais.	Custos com gestão do sistema  Custos de interesse geral: a) Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas; b) Sobrecusto do Agente Comercial; c) Custos com a remuneração e amortização dos terrenos afetos a aproveitamentos hidroelétricos; d) Plano de Promoção da Eficiência no Consumo; e) ERSE, AdC; f) Custos com mecanismo de garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso Global do Sistema do ORT
	Transporte de Energia Elétrica	Regulação por <i>price cap</i> (que se aproxima de um <i>revenue cap</i> ).  Remuneração dos ativos em exploração. Aos custos com capital aplica-se uma regulação baseada em custos de referência sujeitos a metas de eficiência.  Ajustamentos ao fim de 2 anos tendo em conta o nível da atividade da empresa (km de rede e n.º de painéis) para os custos de exploração e os investimentos efetivamente ocorridos.	Custos de exploração e de investimento.  <i>Custos pass through</i> : Custos com as tarifas transfronteiriças. Proveitos associados ao mecanismo de gestão conjunta da interligação Portugal-Espanha.	Incentivo ao investimento eficiente na rede de transporte, através da utilização de preços de referência na valorização dos novos investimentos a integrar na rede.  Incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT.	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Custos de referência: Prémio na taxa de remuneração do activo +0,75% Fatores de eficiência: Tipologias linhas - 1,5%; Tipologias subestações - 3%; Taxa de encargos de estrutura e gestão - 1,5%  Incentivo à racionalização económica dos investimentos: - Limites superiores do incentivo: 32M€ (desempenho Superior), 27M€ (desempenho Intermédio), 0M€ (desempenho Inferior) - Limites inferiores do rácio ativo líquido/ativo bruto: 42% (desempenho Superior), 43% (desempenho Intermédio), 44% (desempenho Inferior) - Limites superior do rácio ativo líquido/ativo bruto: 53%  Fator de eficiência de 1,5% ao ano para a variação dos custos de exploração.	Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORT

Quadro 3-2 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. I)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor	Recuperação dos proveitos
ADENE Operador Logístico de Mudança de Comercializador	Operação Logística de Mudança de Comercializador	Regulação por Price-cap ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos ativos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador
E-Redes Entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição em AT/MT e BT Operador de rede de distribuição (OND)	Distribuição de Energia Elétrica	AT/MT: regulação por Price-cap ao nível dos custos de exploração. Remuneração dos activos em exploração. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade. BT: regulação por Price-cap ao nível dos custos totais (TOTEX). Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios do nível da atividade.	Custos de exploração e de investimento. Outros montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência. Custos pass through: Rendas de concessão.	Incentivo à promoção do desempenho ambiental. Incentivo à redução de perdas. Incentivo à melhoria da qualidade de serviço. Incentivo aos investimentos em rede inteligente. Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,0% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: NT - energia distribuída e km de rede; BT - condições de financiamento, potência instalada, kms de rede e número de clientes.	Tarifa de Uso da Rede de Distribuição
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	Custos de gestão do sistema: Pass through de custos	Custos com o pagamento da factura de UGS ao ORT Custos de interesse económico geral: a) Diferencial de custos com aquisição de energia a produtores em regime especial (PRE); b) Custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC); c) Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo do DL 165/2008, de 21 de Agosto; d) Ajustamentos positivos ou negativos no âmbito da sustentabilidade de mercados; e) Rendas dos défices tarifários ao abrigo do DL 237-B/2006; f) 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 e BTE. g) Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória. h) Tarifa social.			Tarifa de Uso Global do Sistema do ORD
		Custos de transporte: Pass through de custos	Custos com o pagamento da factura de URT ao ORT.			Tarifa de Uso da Rede de Transporte do ORD
		Custos de OLMC: Pass through de custos	Custos com o pagamento da factura de OLMC ao OLMC.			Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador

Quadro 3-3 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. II)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor	Recuperação dos proveitos
SU Energia Comercializador de último recurso (CUR)	Compra e Venda de Energia Elétrica	Custos aceites em base anual e remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos provisórios ao fim de um ano e definitivo ao fim de dois tendo em conta os gastos e réditos reais.	- Função de Compra e venda de Energia elétrica à PRE: Custos com a aquisição de Energia elétrica a produtores em regime especial - Função de Compra e venda de Energia elétrica para fornecimento aos clientes: Custos com a aquisição de Energia elétrica no mercado organizado ou ainda através de contratos bilaterais		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa	Tarifa de Energia
	Comercialização	Regulação por <i>Price cap</i> Ajustamento ao fim de 2 anos tendo em conta eventuais desvios do nível de atividade com base em custos reais.	Custos de exploração.		Fator de eficiência de parâmetros de 1,5% ao ano. Proveitos permitidos evoluem com: número médio de consumidores por nível de tensão	Tarifa de Comercialização
	Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição	<i>Pass through</i> dos custos do acesso: a) uso global do sistema; b) uso da rede de transporte; c) uso da rede de distribuição; d) operador logístico de mudança de comercializador.				

Tarifa de Venda a Clientes Finais

Quadro 3-4 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. III)

Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor	Recuperação dos proveitos
EDA, SA Entidade concessionária do transporte e distribuição da Região Autónoma dos Açores (RAA)	Aquisição de Energia e Gestão Global do Sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores não vinculados da RAA. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo e gasóleo.  Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano.	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.  Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo ao investimento em redes inteligentes Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,0% ao ano.  Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5%  Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

Quadro 3-5 - Empresas e atividades reguladas no setor elétrico (cont. IV)

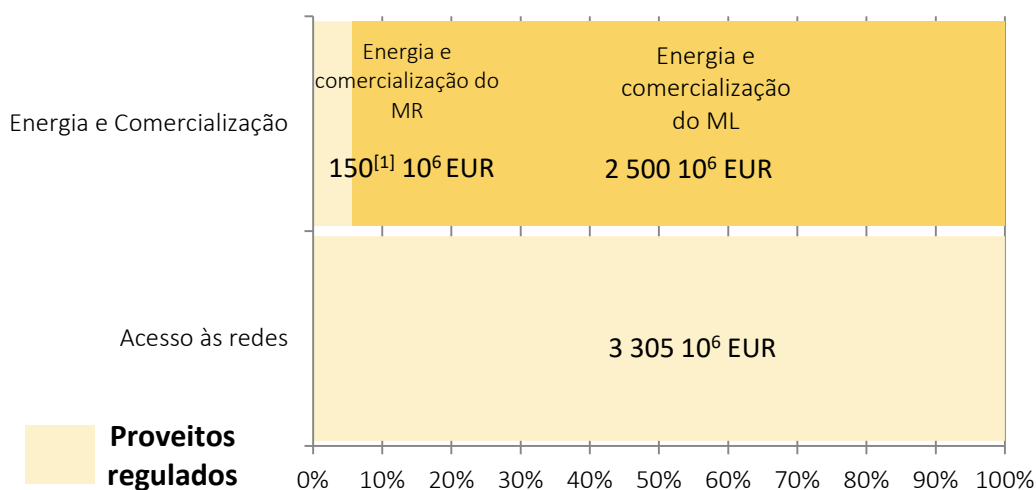
Entidade regulada	Atividade	Forma de regulação	Principais rúbricas que constituem os proveitos permitidos	Incentivos	Parâmetros em vigor	Recuperação dos proveitos
EEM - SA Entidade concessionária do transporte e distribuidor vinculado da Região Autónoma da Madeira (RAM)	Aquisição de energia e gestão global do sistema	Regulação por <i>revenue-cap</i> nos custos de exploração Custos com combustíveis e custos de manutenção aceites em base anual. Remuneração dos ativos líquidos. Ajustamentos ao fim de 2 anos, tendo em conta os custos reais da atividade	Custos com a aquisição de energia elétrica a produtores do sistema público da RAM e a produtores não vinculados. Custos com combustíveis para a produção de energia elétrica. Custos de exploração	Incentivo à aquisição eficiente de fuelóleo, gasóleo e gás natural. Incentivo para a gestão otimizada das licenças de emissão de CO <sub>2</sub> .	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 1,5% ao ano	Tarifa de Venda a Clientes Finais
	Distribuição de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.  Custos <i>pass through</i> : Rendas de concessão.	Incentivo ao investimento em redes inteligentes Incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes	Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 3,0% ao ano  Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes e energia elétrica fornecida, por nível de tensão	
	Comercialização de Energia Elétrica	Regulação por <i>Price cap</i> dos custos de exploração Aceitação casuística de uma componente de custos não controláveis Remuneração dos ativos líquidos Ajustamento ao fim de 2 anos, tendo em conta eventuais desvios no nível de atividade.	Custos de exploração e de investimento.		Taxa de remuneração do ativo - Metodologia de indexação às OT da República Portuguesa  Fator de eficiência implícito nos parâmetros de 2,5%.  Proveitos permitidos evoluem com o número médio de clientes	

### 3.2 PROVEITOS PERMITIDOS A RECUPERAR EM 2021

A faturação global das empresas do setor elétrico compreende os proveitos regulados, bem como a faturação associada aos fornecimentos no Mercado Livre. Os proveitos regulados incluem os proveitos permitidos de energia e de comercialização do Comercializador de Último Recurso (Mercado Regulado) e os proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.

Na Figura 3-1 apresenta-se o montante de proveitos permitidos, regulados, no setor elétrico em Portugal continental e o seu peso relativo nos rendimentos totais estimados para o setor<sup>28</sup>, que deverão representar cerca de 5 954<sup>29</sup> milhões de euros.

Figura 3-1 – Rendimentos estimados do setor elétrico



Notas: [1] inclui sobreproveito.

Os custos de acesso às redes não deduzem o valor da tarifa social a abater aos proveitos recuperados pelas tarifas, no valor de cerca de 119M€.

Importa, no entanto, referir que os custos de energia considerados na tarifa de Venda a Clientes Finais regulada são determinados de acordo com as regras de funcionamento do mercado grossista e que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes refere-se aos Custos de Interesse

<sup>28</sup> A faturação de Energia e Comercialização foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

<sup>29</sup> Este valor inclui o sobreproveito no âmbito da aplicação das tarifas transitórias no montante de 2,0 milhões de euros.

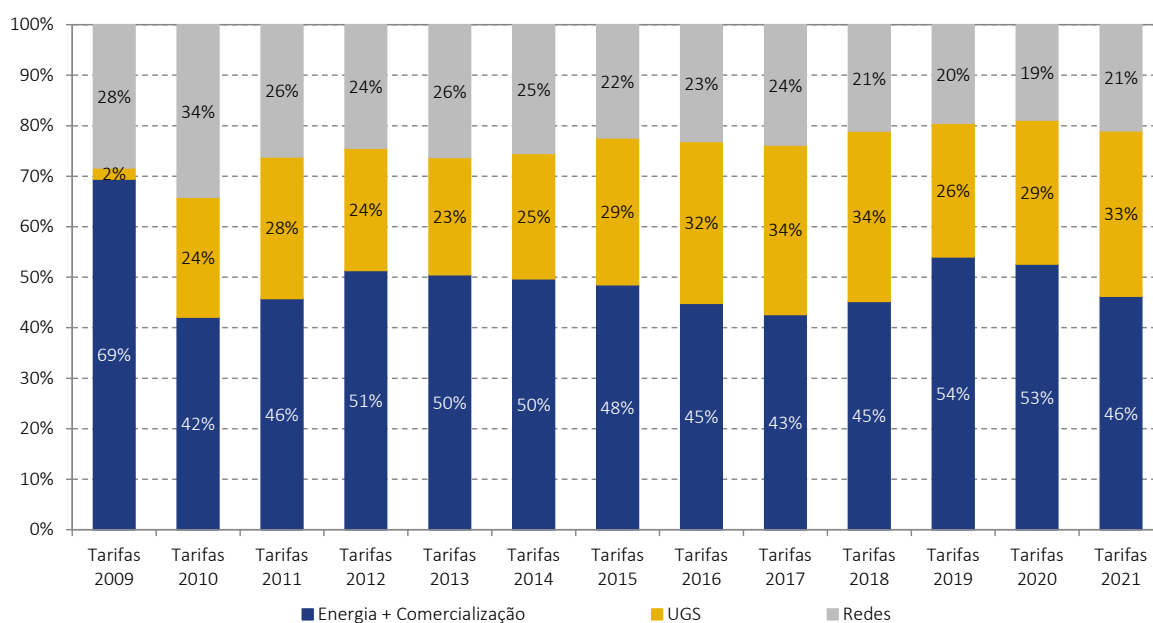


Económico Geral (CIEG) e medidas de política energética e ambiental, na sua quase totalidade determinados no âmbito da legislação em vigor.

Assim, em Portugal continental os proveitos permitidos a recuperar com as tarifas de Acesso podem ser divididos em duas categorias: Redes e Uso Global do Sistema (UGS). Na parcela de redes incluem-se os proveitos com a atividade de Transporte de Energia Elétrica e com a atividade de Distribuição de Energia Elétrica. Na UGS incluem-se os CIEG e as medidas de política energética e ambiental, bem como os custos com a atividade de Gestão Global do Sistema.

A Figura 3-2 apresenta a evolução da estrutura dos custos, estimada, do setor elétrico desde 2011. Os custos são agrupados de modo análogo à classificação das atividades reguladas. Destaca-se a inversão ocorrida em 2021 da tendência de diminuição do peso dos custos com as redes nos custos totais do SEN, que se verificou de modo mais evidente a partir de 2018. Esta inversão deve-se ao efeito conjugado do aumento dos custos com as redes, evolução explicitada na Figura 3-17 do presente capítulo, e, sobretudo, à redução substancial dos custos com a energia prevista ocorrer em 2021.

Figura 3-2 - Estrutura dos custos por atividade



### 3.2.1 PROVEITOS A RECUPERAR EM 2021 POR ATIVIDADE

Nos quadros seguintes apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental (Quadro 3-6) e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (Quadro 3-7) considerados para tarifas 2020 e 2021.

**Quadro 3-6 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em  
Portugal continental**

Unidade: Milhares de euros

	T2020	T2021	Variação de proveitos T2021/T2020
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
<b>Gestão Global do Sistema</b>			
Proveitos a recuperar pelo ORT	603 300	614 691	
Custos gestão do sistema	151 671	120 366	
Custos de interesse geral	437 177	492 385	
Custos com garantia de potência	14 452	1 940	
Proveitos a recuperar pelo ORD	1 385 933	1 449 639	
Sustentabilidade de mercados e coexistência	-69 128	-47 410	
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-4 070	-1 309	
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-2 132	-2 255	
<b>Proveitos a recuperar com a UGS</b>	<b>1 913 903</b>	<b>2 013 356</b>	<b>5,2%</b>
<b>Operador Logístico de Mudança de Comercializador</b>			
OLMC	1 198	1 225	
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	82	-36	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC</b>	<b>1 279</b>	<b>1 189</b>	<b>-7,0%</b>
<b>Transporte de energia elétrica</b>			
Proveitos permitidos do ORT	273 850	286 446	
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à REN	3 607	-2 390	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URT</b>	<b>277 457</b>	<b>284 055</b>	<b>2,4%</b>
<b>Distribuição de energia elétrica</b>			
Total dos proveitos em AT/MT	328 983	334 539	
Total dos proveitos em BT	660 338	671 561	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URD</b>	<b>989 322</b>	<b>1 006 100</b>	<b>1,7%</b>
<b>Comercialização regulada</b>			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	62	3	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	83	72	
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	22 468	21 189	
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização</b>	<b>22 613</b>	<b>21 264</b>	<b>-6,0%</b>
Aquisição em mercado+OMIP+Cesur	-1 091 792	-921 170	
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	1 257 515	1 035 562	
Custos com serviços do sistema	8 144	8 391	
Custos de funcionamento	3 511	3 269	
<b>Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia</b>	<b>177 378</b>	<b>126 053</b>	<b>-28,9%</b>
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas</b>	<b>3 381 951</b>	<b>3 452 018</b>	<b>2,1%</b>
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	2 132	2 255	
Tarifa Social	-102 623	-119 444	
<b>Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente</b>	<b>3 281 461</b>	<b>3 334 829</b>	<b>1,6%</b>

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.

**Quadro 3-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**

Unidade: Milhares de euros

	Tarifas 2020	Tarifas 2021	Variação de proveitos Tarifas 2021/Tarifas 2020
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	139 598	117 287	-16,0%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 272	41 158	7,5%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 117	7 543	6,0%
<b>Total de proveitos regulados na Região Autónoma dos Açores</b>	<b>184 987</b>	<b>165 987</b>	<b>-10,3%</b>

Unidade: Milhares de euros

	Tarifas 2020	Tarifas 2021	Variação de proveitos Tarifas 2021/Tarifas 2020
	(1)	(2)	[(2) / (1)] - 1
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	141 398	132 212	-6,5%
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	45 247	47 117	4,1%
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 065	5 097	0,6%
<b>Total de proveitos regulados na Região Autónoma da Madeira</b>	<b>191 709</b>	<b>184 427</b>	<b>-3,8%</b>

Os principais fatores que condicionam a evolução dos proveitos são: (i) a evolução da procura; (ii) a evolução do contexto macroeconómico; (iii) as metas de eficiência e incentivos promovidos pelo regulador; (iv) a evolução dos custos de energia; (v) a evolução dos CIEG.

Nos capítulos anteriores do presente documento analisaram-se os pontos (i) a (iii). Nos capítulos seguintes serão apresentados os efeitos dos fatores (iv) e (v) na variação dos proveitos permitidos de 2020 para 2021, por atividade, para o Continente.

Relativamente às Regiões Autónomas, o diferencial entre os proveitos permitidos e os proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais nas respetivas regiões é pago por todos os consumidores do setor elétrico através das tarifas de Uso Global do Sistema. Este diferencial é analisado no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2021”.

### 3.2.2 CIEG E CUSTOS DE ESTABILIDADE E SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Os CIEG do ano juntamente com o pagamento de CIEG do passado (amortização de dívida tarifária) e com os custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados<sup>30</sup> condicionam, em grande parte, a evolução das tarifas de energia elétrica. Pela sua relevância, a análise destes custos é destacada. Estes custos são incluídos nas tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de energia elétrica. Em 2021, o conjunto destes custos atingirão 1 993,3 milhões de euros<sup>31</sup>.

O valor dos CIEG apurados no âmbito do cálculo das tarifas de 2021 para esse ano atingem 2 011,7 milhões de euros e dizem respeito a:

- Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial (PRE) mediante fontes de energia renovável e não renovável (cogeração), imputados à parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema;
- Rendas de concessão pela distribuição em baixa tensão;
- Custos com os terrenos afetos ao domínio público hídrico (amortização e remuneração);
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores;
- Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira;
- Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC),
- Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN;
- Custos inerentes à atividade de gestão dos CAE remanescentes, pelo Agente Comercial, não recuperados no mercado;
- Custos com a Concessionária da Zona Piloto (Enondas);
- Custos com a Autoridade da Concorrência (AdC);
- Custos com a Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos;

---

<sup>30</sup> Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

<sup>31</sup> Custos de política energética e de interesse económico geral (2 012 milhões de euros) + Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados (83 milhões de euros) + saldo entre os pagamentos do sobrecusto da PRE alisados em anos anteriores e os adiados (-101 milhões de euros).

- Desconto da Tarifa Social<sup>32</sup>.

Os custos com as medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados incluídos em tarifas 2021 totalizam cerca de 82,85 milhões de euros e dizem respeito a:

- amortização e juros referente à repercussão nas tarifas elétricas dos custos diferidos de anos anteriores, respeitantes à aquisição de energia elétrica, ao longo de um período de 15 anos, nos termos do n.º 4 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- amortização e juros referente à repercussão nas tarifas dos custos diferidos de anos anteriores, decorrentes de medidas de política energética, de sustentabilidade ou de interesse económico geral, ao longo de um período máximo de 15 anos, nos termos do n.º 4 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto;
- ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso, referentes a 2019 e a 2020, definidos para efeitos da sustentabilidade dos mercados;
- diferencial positivo ou negativo definido para efeitos de sustentabilidade, equidade e gradualismo financeiro do CUR a repercutir na parcela II da tarifa de UGS do ORD;
- sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º 2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente.

Os pagamentos das parcelas diferidas dos diferenciais de custos da PRE de anos anteriores são inferiores ao montante diferido do diferencial de custos da PRE relativo a 2021, em cerca de 101,23 milhões de euros. Deste modo, o saldo líquido dos alisamentos do diferencial de custos da PRE abate ao valor dos CIEGs recuperados nas tarifas do ano.

A generalidade destes custos encontra-se integrada na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, relativa aos custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral e aos Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Estes custos são pagos por todos os clientes de energia elétrica em função da energia consumida, com exceção dos custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) e dos CMEC. Os custos da produção de energia elétrica em regime especial a partir de fontes de energia renovável (PRE-FER) são

---

<sup>32</sup> Ao contrário das restantes esta rubrica abate, pela sua natureza, ao montante dos CIEG.

essencialmente suportados pelos consumidores em BTN. Os CMEC são pagos por todos os consumidores de energia elétrica em função da potência contratada.

Os encargos com as rendas de concessão pela distribuição em BT são pagos pelos clientes em BT sendo integrados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

O Quadro 3-8 apresenta a evolução dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas de energia elétrica.

### Quadro 3-8 - Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral incluídos nas tarifas para 2021

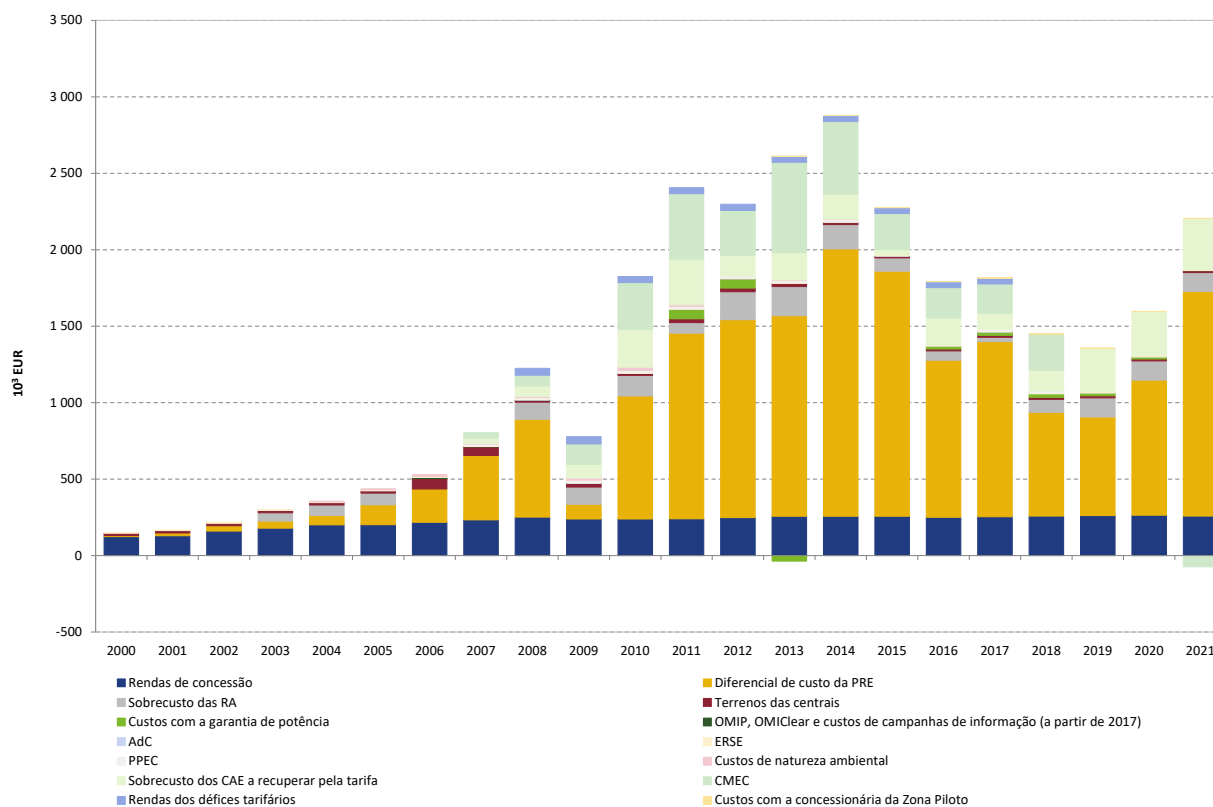
	Unidade: Milhares de euros		
	2020	2021	Varição 2021/2020
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>1 493 608</b>	<b>2 011 680</b>	<b>34,7%</b>
Sobrecusto da PRE	883 679	1 469 100	66,2%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-433	-73 713	16924,2%
Sobrecusto dos CAE a recuperar pela tarifa	289 045	332 779	15,1%
Rendas de concessão da distribuição em BT	263 622	258 248	-2,0%
Sobrecusto da RAA e da RAM	126 089	124 015	-1,6%
Terrenos das centrais	12 349	12 296	-0,4%
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	14 452	1 940	-
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	-
ERSE	6 611	5 650	-14,5%
Custos com a concessionária da Zona Piloto	429	432	0,8%
Autoridade da Concorrência	389	377	-3,3%
Tarifa Social	-102 623	-119 444	16,4%
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>376 485</b>	<b>-101 230</b>	<b>-126,9%</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>1 870 093</b>	<b>1 910 451</b>	<b>2,2%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	134 020	133 824	-0,1%
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 606	34 597	0,0%
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	99 414	99 227	-0,2%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-69 128	-47 410	-31,4%
Diferencial extinção TVCF	-4 070	-1 309	-67,8%
Sobreproveito	-2 132	-2 255	5,8%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>58 690</b>	<b>82 850</b>	<b>41,2%</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>1 928 783</b>	<b>1 993 301</b>	<b>3,3%</b>

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.

Os CIEG, que incorporam os custos de estabilidade e sustentabilidade de mercados assim como o saldo entre os montantes de diferencial da PRE alisados relativos a anos anteriores que serão pagos em 2021 e os diferidos para além de 2021, apresentam um acréscimo de 3,3%.

A figura seguinte mostra a evolução dos custos de interesse económico geral desde 2000, com exceção dos CIEG que deduzem à tarifa, designadamente a Tarifa Social. Estes custos dizem respeito a cada ano, não tendo sido todos incorporados nas tarifas do ano para os quais foram calculados, caso por exemplo, dos diferenciais de custos com a PRE, cuja recuperação até 2020 é diferida ao abrigo da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>33</sup>, e cujo valor de 2021 é diferido ao abrigo da aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, bem como os pagamentos referentes aos diferimentos do ajustamento anual dos CMEC, quando aplicável.

Figura 3-3 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



Nota: Esta figura não considera valores de CIEG a deduzir à tarifa, nomeadamente a tarifa Social.

<sup>33</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).



No quadro seguinte, apresenta-se o peso dos custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental<sup>34</sup>.

**Quadro 3-9 - Peso dos custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados no total dos proveitos de energia elétrica em Portugal continental em 2021**

	2021
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>33,79%</b>
Diferencial de custo da PRE	24,67%
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	-1,24%
Diferencial de custo dos CAE a recuperar pelas tarifas	5,59%
Rendas de concessão da distribuição em BT	4,34%
Diferencial de custo da RAA e da RAM	2,08%
Custos com a garantia de potência e Leilões da Reserva de Segurança do SEN	0,03%
Outros custos de política energética e interesse geral	0,31%
Tarifa social	-2,01%
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>1,39%</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	2,25%
Medidas de sustentabilidade de mercados	-0,80%
Diferencial extinção TVCF	-0,02%
Sobreproveito	-0,04%
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>-1,70%</b>
Alisamento do diferencial de custo da PRE	-1,70%
<b>Total</b>	<b>33,48%</b>

<sup>34</sup> A faturação da Energia e Comercialização no mercado liberalizado foi obtida considerando que o preço médio de aquisições de energia e comercialização do CUR estão (em média) em linha com o mercado.

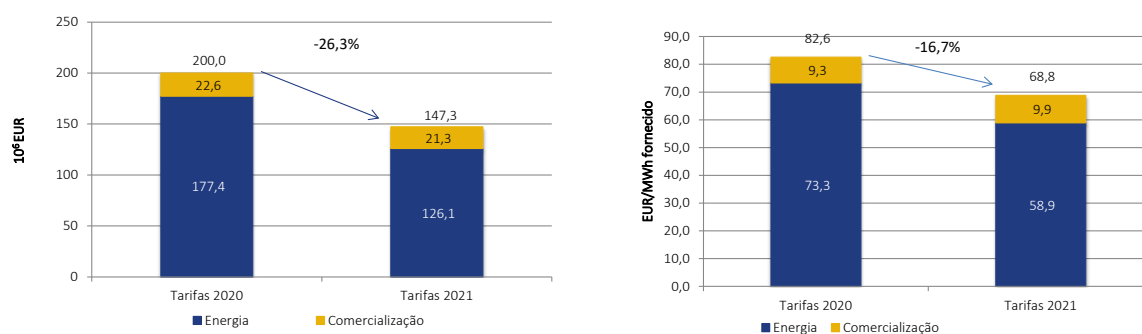
### 3.2.3 PROVEITOS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO

#### PROVEITOS A RECUPERAR

Os proveitos a recuperar pela tarifa de energia e de comercialização do CUR apresentam um decréscimo de 2020 para 2021. Esta situação resulta principalmente da redução do custo médio da energia fornecida evidenciada na Figura 3-6.

As figuras seguintes<sup>35</sup> apresentam estas tendências.

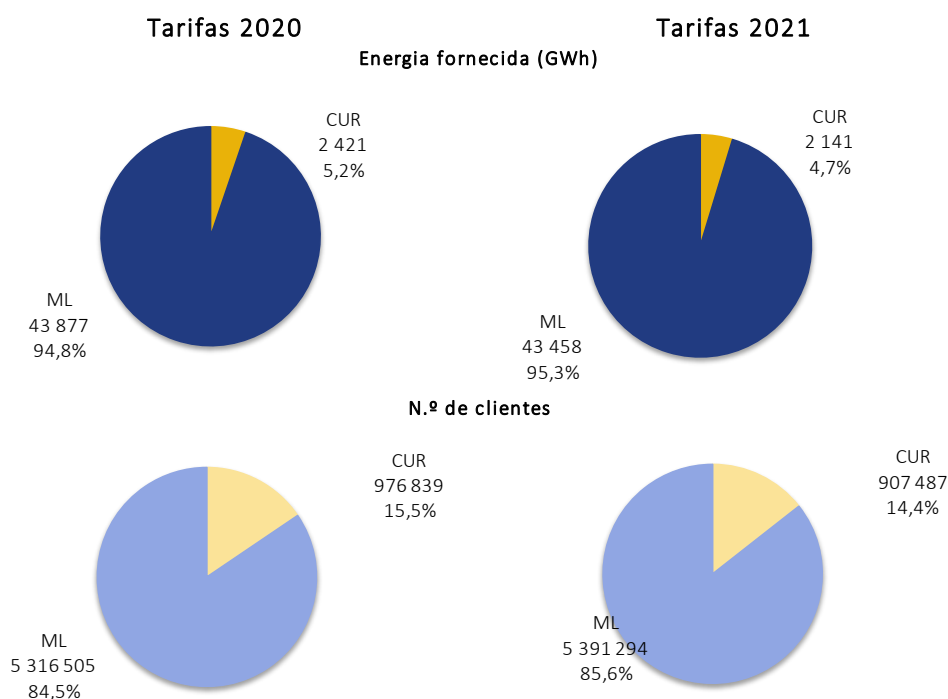
Figura 3-4 - Proveitos de energia e comercialização do CUR



A figura seguinte apresenta a estrutura de fornecimento do CUR.

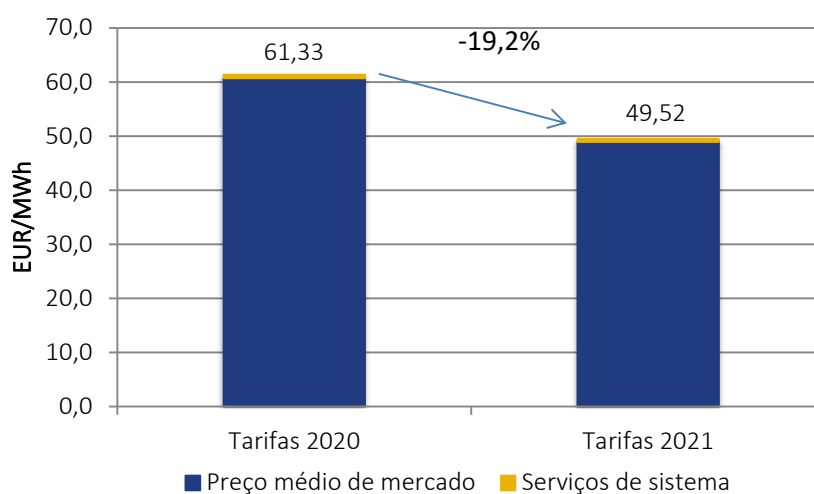
<sup>35</sup> Os proveitos unitários apresentados refletem, nomeadamente, as perdas nas redes. Não está incluído o sobreproveito resultante da aplicação da tarifa transitória.

Figura 3-5 - Energia e número de clientes



A figura seguinte apresenta a evolução do custo médio de aquisição do CUR.

Figura 3-6 - Custos médios de aquisição em mercado e serviços de sistema

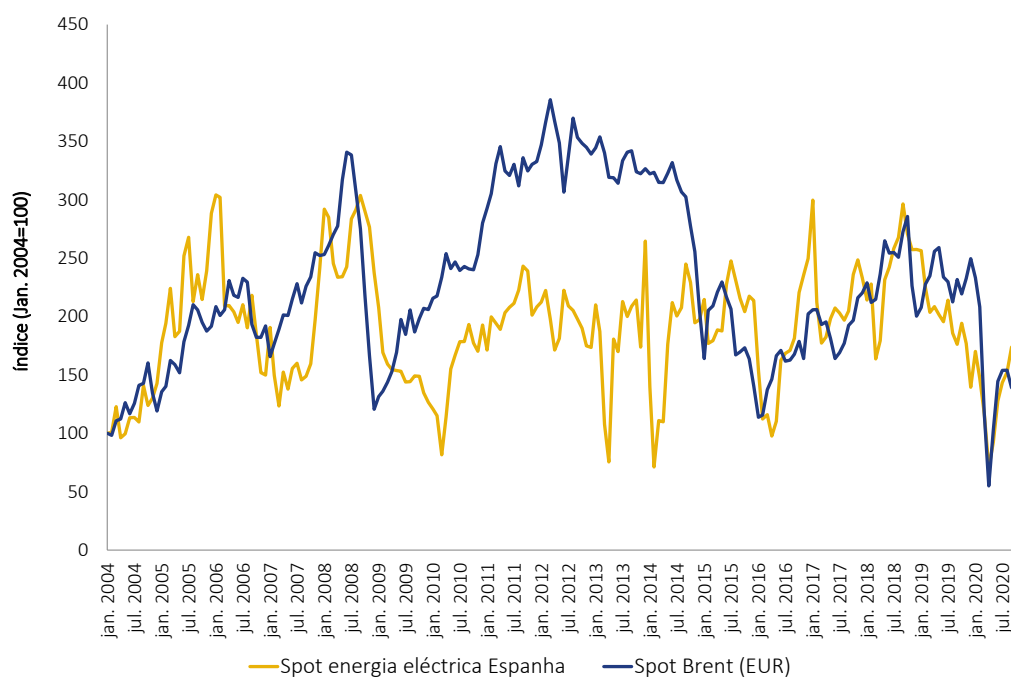


De seguida, são analisados os fatores que poderão explicar a evolução dos custos médios de aquisição em mercado prevista para 2021<sup>36</sup>.

#### 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 3-7), 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 3-7 - 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

<sup>36</sup> Estes fatores são analisados com maior detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”

de ciclo combinado a gás natural. Estas centrais têm, de um modo geral, subjacentes contratos de aquisição de gás natural, cujo preço está indexado ao preço do petróleo ou ao dos seus derivados com um desfasamento entre um e dois trimestres.

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

Mais recentemente, voltou-se a assistir a uma correlação muito forte entre os preços do petróleo e da energia elétrica no mercado *spot* ibérico, a que não deverá estar alheia a queda da produção das centrais a carvão, que por sua vez se deve à menor competitividade dessas centrais comparativamente com as centrais de ciclo combinado a gás natural (devido ao aumento do preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> e à queda do preço do petróleo<sup>37</sup>), e o seu descomissionamento em Espanha, fruto de opções políticas.

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

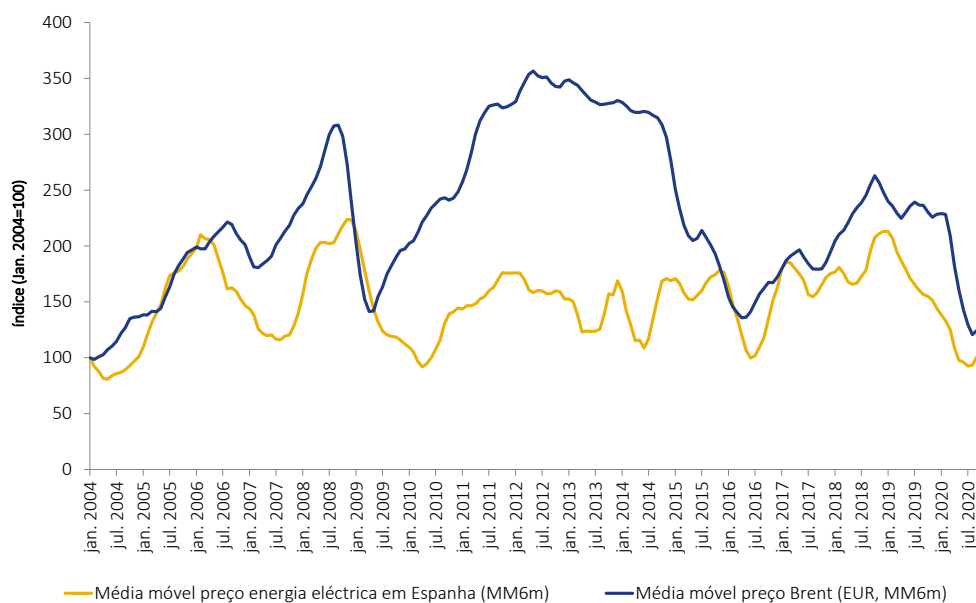
De forma a anular eventuais efeitos decorrentes da sazonalidade nos preços e internalizar o efeito decorrente do desfasamento entre o preço do petróleo e o preço do gás natural, na Figura 3-8 comparam-se as médias móveis dos preços da energia elétrica no mercado grossista espanhol, desde 2004<sup>38</sup>, e do preço do petróleo.

---

<sup>37</sup> O preço do gás natural consumido nas centrais de ciclo combinado a gás natural é frequentemente definido em contratos de aquisição desta *commodity* para o período de vida útil das centrais e cujo preço está indexado ao preço do petróleo.

<sup>38</sup> A referência ao mercado espanhol tem como finalidade obter uma série mais longa.

Figura 3-8 - Média móvel mensal preços *spot* energia elétrica em Espanha e *Brent* (euros)  
(índice jan. 2004=100)

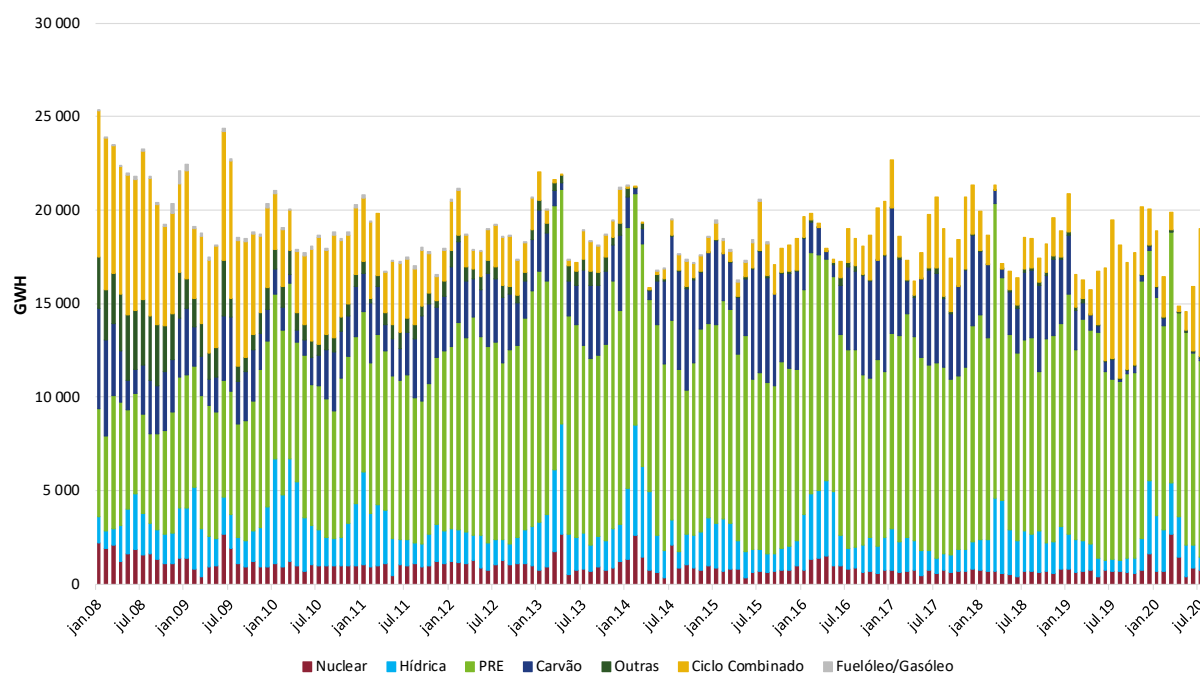


Fonte: ERSE, OMEL

A observação da Figura 3-8 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, pelos motivos anteriormente expostos.

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 3-9), em particular a produção baseada em fontes de energia renováveis, cujo peso é relativamente menor em períodos mais secos como o que se observou no ano de 2017 e no segundo semestre de 2019. Em 2020, manteve-se a tendência de diminuição do peso da produção de centrais a carvão verificada desde o início de 2019.

Figura 3-9 – Oferta de venda “casada” no mercado ibérico por tecnologia



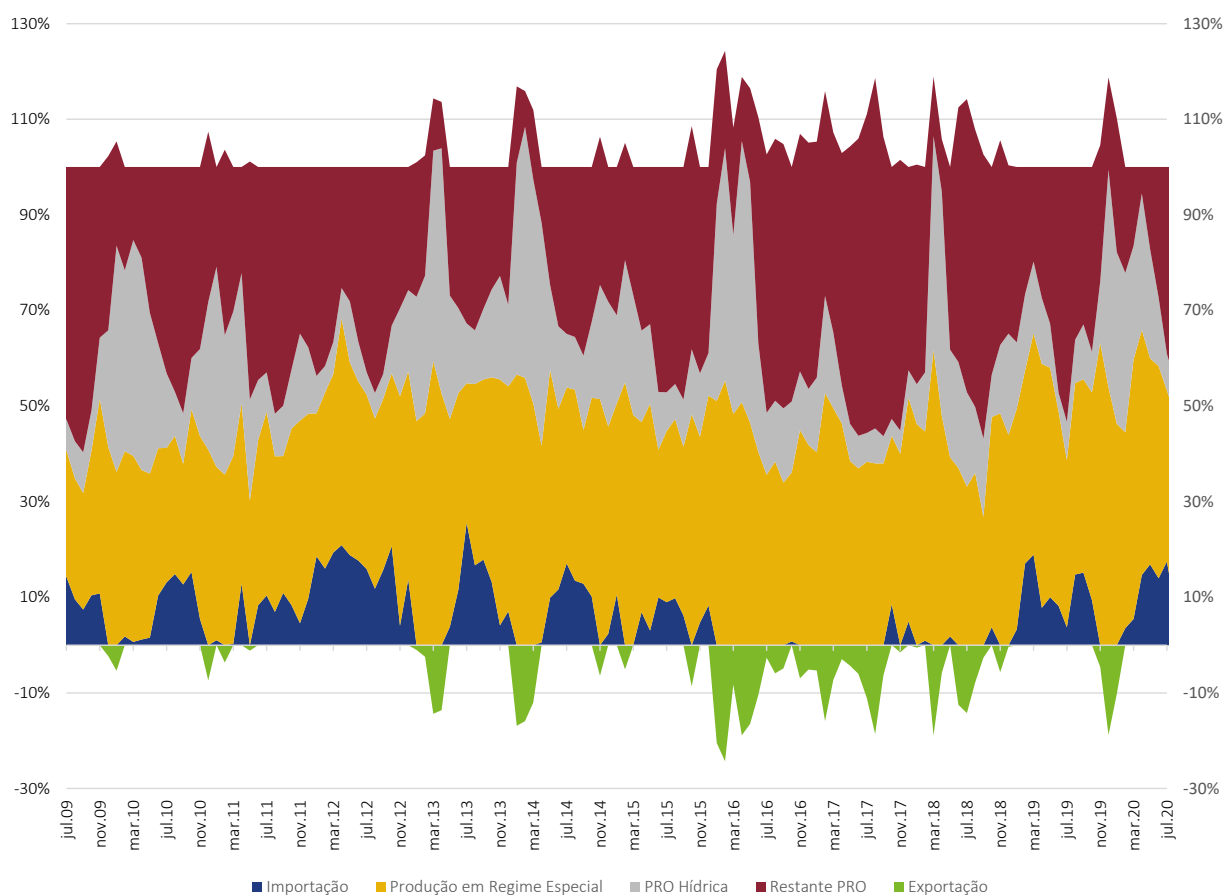
Fonte: OMIE, Elaboração ERSE

Numa análise focada para o caso português, observa-se na Figura 3-10 que o peso da produção em regime especial para satisfação do consumo tem vindo a aumentar de forma constante, enquanto o peso das grandes centrais hídricas é bastante volátil, refletindo as condições hidrológicas. Verifica-se, de facto, que durante os primeiros oito meses de 2016 e grande parte dos anos de 2017, 2018 e último trimestre de 2019, as condições climáticas foram de tal modo favoráveis à produção hídrica e à produção em regime especial que originaram exportação líquida para Espanha.

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

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

Figura 3-10 - Satisfação do consumo referido à emissão em Portugal



Fonte: REN, Elaboração ERSE

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

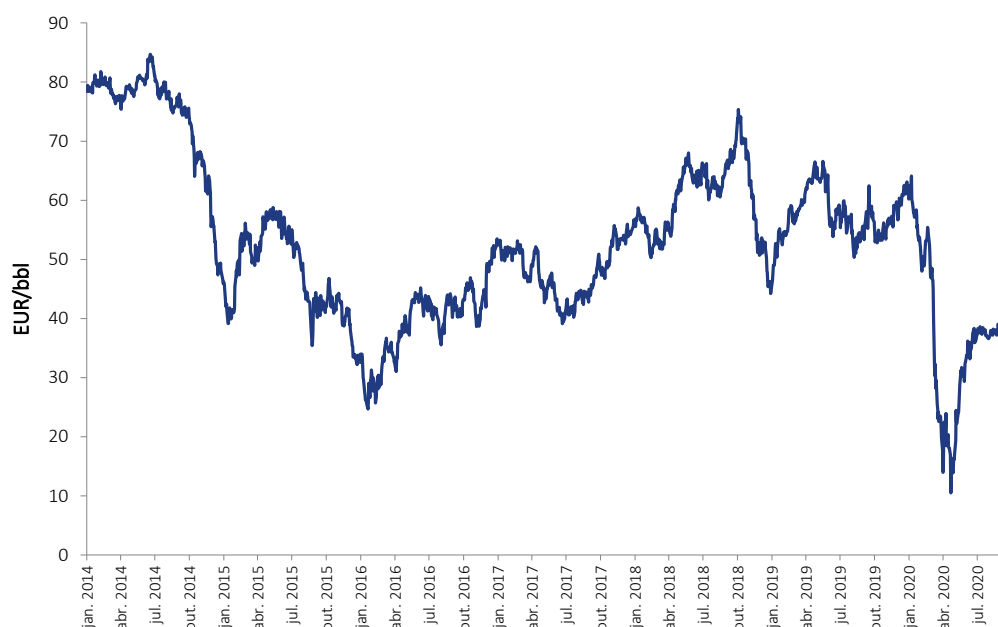
O preço do petróleo (Figura 3-11) registou nos últimos alguma volatilidade, com uma tendência de descida nos anos mais recentes. No mês de março de 2020, o alargamento da pandemia da COVID-19 ao mundo, agravada pela guerra comercial entre a Arábia Saudita e a Rússia, levou a uma queda abrupta da cotação do petróleo, com o Brent a registar valores perto dos 10 EUR/bbl. No passado mês de abril, o Brent registou



um mínimo histórico dos últimos 21 anos, de 10,5 EUR/bbl. Esta queda aproximou a cotação do Brent dos valores registados em 1999, sendo motivada pela pandemia do COVID-19 que levou ao colapso da procura de todo o tipo de combustíveis, desde a gasolina ao gasóleo e também ao combustível para aviação.

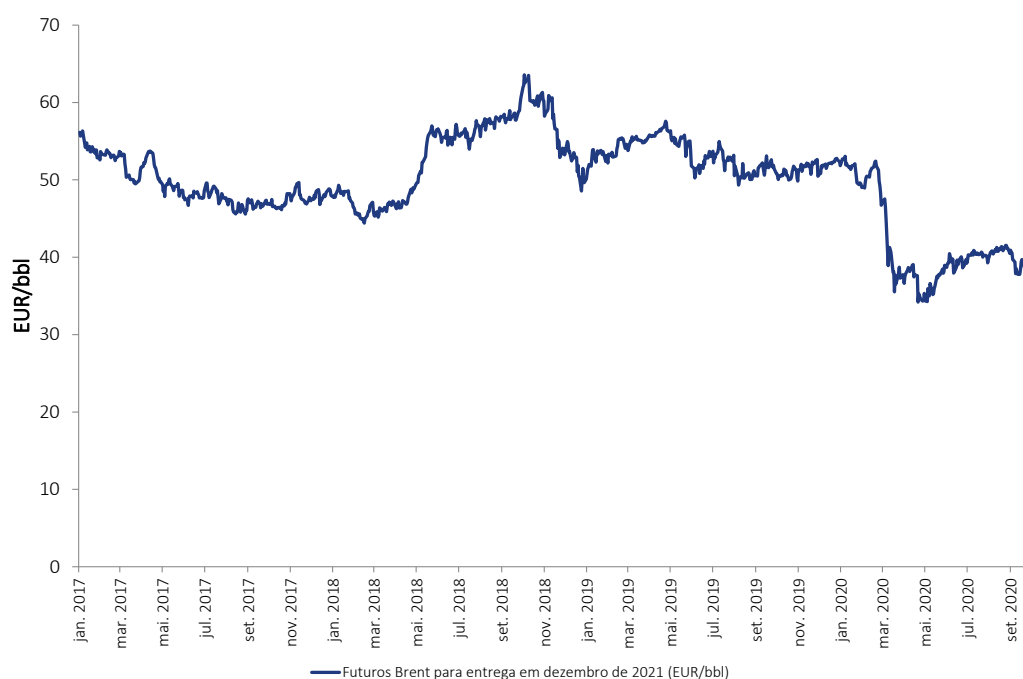
No terceiro trimestre de 2020, a média da cotação do Brent registada foi de 36,7 EUR/bbl, igual à média do ano até setembro, valor que contrasta com os valores registados nos últimos anos de 2018 e 2019, em que as médias anuais da cotação do Brent observaram valores de 60 USD/bbl e 57 EUR/bbl, respetivamente.

Figura 3-11 - Evolução preço diário Brent (EUR/bbl) desde 2014



Fonte: ERSE, Reuters

No que diz respeito aos mercados de futuros (Figura 3-12), os preços do petróleo para entrega no final do próximo ano apresentaram uma tendência de queda, com algumas variações, ao longo de 2019 e uma queda abrupta na altura do início da pandemia da COVID-19. A média das cotações até à data foi de 42 EUR/bbl.

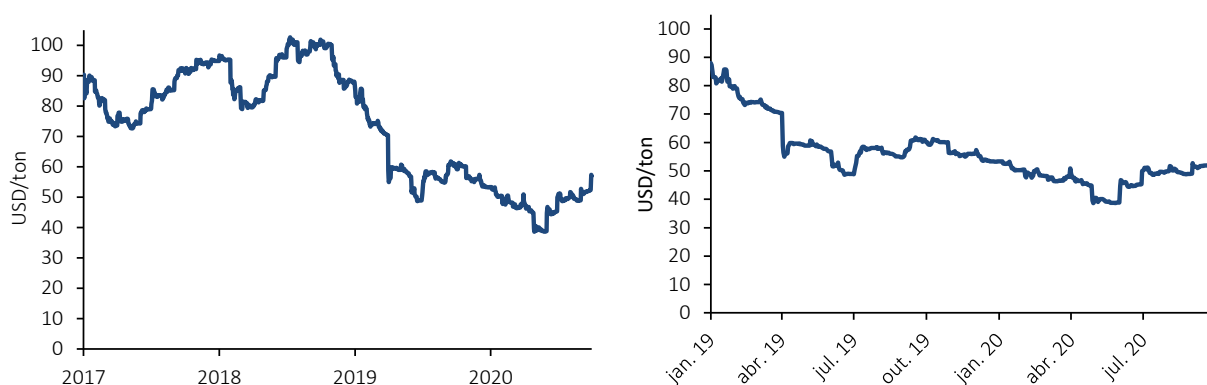
Figura 3-12 - Preço de futuros petróleo *Brent* para entrega em dezembro de 2021

Fonte: ERSE, Reuters

Na Figura 3-13 podemos observar a evolução do preço do carvão nos mercados do noroeste da Europa (mercado OTC a um mês). Entre 2017 e inícios de 2019 o preço do carvão manteve-se acima dos 70 USD/ton, beneficiando, portanto, nesta fase e em termos de competitividade, as centrais de ciclo combinado a gás natural relativamente às centrais a carvão. Nesse intervalo de tempo, e após um período de robusta procura chinesa para alimentar o seu crescimento económico, o carvão atingiu o valor de 100,7 USD/ton, valor máximo observado, no final de julho de 2018.

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

Figura 3-13 - Evolução preço carvão API#2 CIF NWE

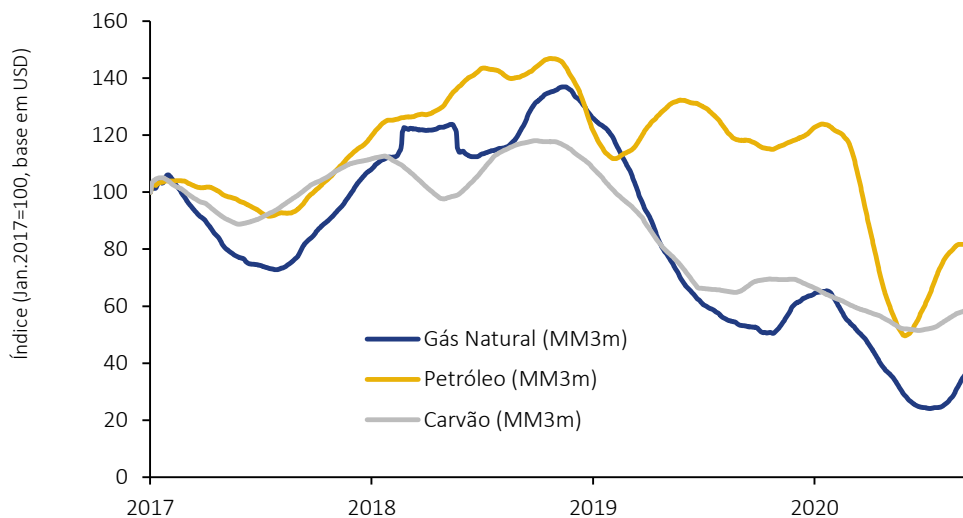


Fonte: ERSE, Reuters

A evolução comparativa do preço do carvão, do gás natural e do petróleo constitui um fator importante para melhor entender a evolução do preço da energia elétrica (Figura 3-14).

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

Figura 3-14 - 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 CO<sub>2</sub>, EUAs (*European Union Allowances*), definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO<sub>2</sub><sup>39</sup>. O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir com as metas definidas no Protocolo de Quioto. O preço dessas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacto nas centrais a carvão.

A Figura 3-15 mostra que desde o início de 2018 que o preço das licenças de emissão de CO<sub>2</sub> subiu de forma significativa, registando valores acima dos 25 EUR/tonCO<sub>2</sub>. No final de 2018, ocorreu um aumento de cerca de 150% face aos valores do início do ano, em torno dos 8 EUR/tonCO<sub>2</sub>. Esta evolução decorre, em grande parte, da publicação da nova Diretiva do CELE<sup>40</sup>, bem como da discussão e os compromissos que a antecederam no âmbito do tratado do Acordo de Paris. Assim, foram definidas novas regras<sup>41</sup> para o período pós 2020, que visam permitir antecipar uma previsível escassez das licenças de emissão no mercado. Consequentemente, como antecipação a este efeito, surgiu uma forte pressão de compra de

<sup>39</sup> Também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS).

<sup>40</sup> Diretiva 2018/410, de 14 de março.

<sup>41</sup> Como seja a diminuição dos limites de emissão de CO<sub>2</sub> e diminuição dos excedentes de licenças de emissão.

licenças de emissão no mercado. No início do primeiro trimestre de 2020, o preço das EUAs apresentou uma forte volatilidade, devido ao efeito da Pandemia da COVID-19. Até ao final de março, estes preços registaram uma tendência de descida, tendo atingido os 15,3 EUR/ton. No entanto, a partir do segundo trimestre assistiu-se a uma recuperação, tendo atingido no mês de julho o valor médio de 27,6 EUR/ton. Esta subida de preço, estará relacionada com a perspetiva da recuperação da economia pós COVID-19 e do otimismo sobre as metas climáticas da UE a longo prazo.

Figura 3-15 - Evolução preço licenças de emissão CO<sub>2</sub> (EUAs)



Fonte: Thomson Reuters, Elaboração ERSE

## PREVISÕES

Considerando os valores reais disponíveis até à presente data, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2020 e 2021, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes por parte do CUR, possibilitado pela revisão do Regulamento Tarifário (RT) e, posteriormente, introduzido na revisão do Regulamento de Relações Comerciais (RRC), de agosto de 2011, o custo médio de aquisição definido para o próximo ano é de

49,52 EUR/MWh, superior ao estimado para 2020, que se situa em torno dos 45,56 EUR/MWh<sup>42</sup>, e abaixo do previsto em tarifas de 2020 para 2020, 61,33 EUR/MWh (Quadro 3-10). Este valor reflete igualmente as tendências observadas nos preços nos mercados de petróleo e do carvão.

**Quadro 3-10 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>43</sup> para fornecimento dos clientes**

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

Fonte: ERSE, REN

Assim, o custo médio de aquisição do CUR previsto para 2021 em Portugal é de 49,52 EUR/MWh. A definição deste valor tem em conta os valores reais disponíveis até final de setembro, as previsões para as entregas de energia elétrica em 2020 e 2021, plasmadas no mercado de futuros de energia elétrica do OMIP, e os resultados do leilão de aprovisionamento do CUR realizado no passado dia 27 de agosto de 2020.

Assim, foram considerados na definição do custo médio de aquisição do CUR previsto para 2021, os contratos de futuros, acrescido dos custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR, dos outros custos previstos<sup>44</sup>, e dos resultados do leilão de aprovisionamento do CUR, acima referido, para contratos de carga base, ao qual foi aplicado um prémio de risco, nos termos do artigo 106.º do Regulamento Tarifário em vigor, igual a zero.

<sup>42</sup> Inclui os serviços de sistema, o acréscimo ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

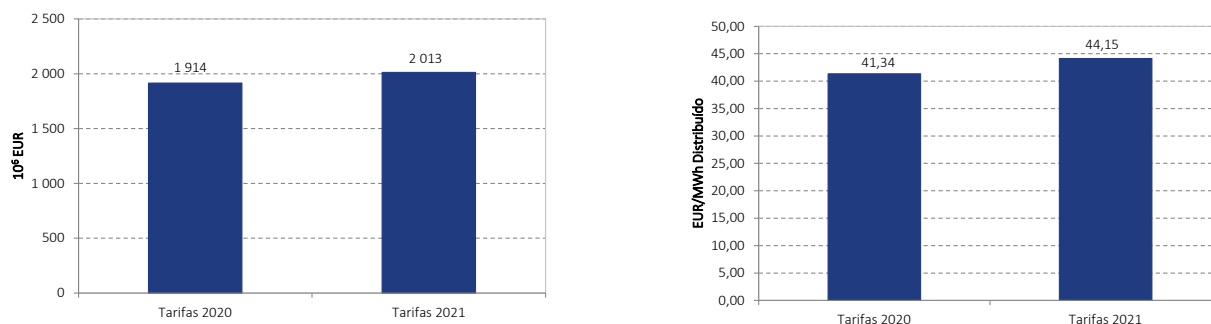
<sup>43</sup> O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado.

<sup>44</sup> Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária

### 3.3 PROVEITOS DA UGS

Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS apresentam um acréscimo de cerca de 99 milhões de euros (Figura 3-16).

Figura 3-16 - Variação dos proveitos a recuperar com a UGS



Os proveitos a recuperar com a tarifa de UGS resultam da soma das seguintes componentes: (i) custos com a gestão do sistema; (ii) custos de interesse económico geral; (iii) medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária<sup>45</sup> e (iv) ajustamentos positivos ou negativos ao abrigo do Decreto-Lei n.º165/2008, de 21 de agosto.

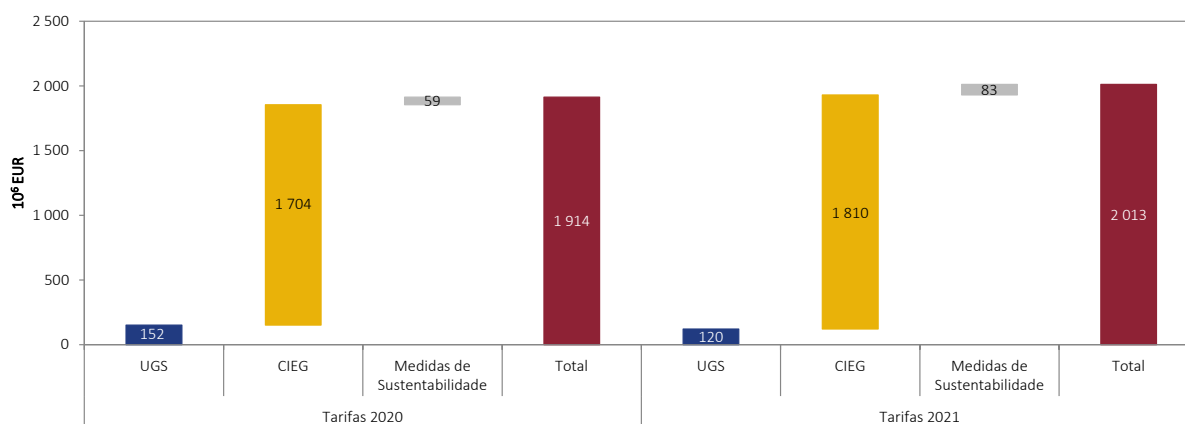
As medidas de sustentabilidade, estabilidade e equidade tarifária incluem a parcela relativa à estabilidade tarifária, o diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos<sup>46</sup> e o sobreproveito associado à aplicação da tarifa de venda transitória aos clientes.

A Figura 3-17 permite analisar a evolução destas componentes de 2020 para 2021 e a sua contribuição para a variação dos proveitos permitidos a recuperar com a tarifa de UGS.

<sup>45</sup> Que na prática correspondem aos ajustamentos positivos ou negativos dos proveitos com aquisição de energia pelo CUR que são suportados ao nível da UGS

<sup>46</sup> 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.

Figura 3-17 - Explicação dos proveitos a recuperar com a UGS por componente



A Figura 3-17 permite verificar que entre tarifas de 2020 e 2021 os proveitos a recuperar pela UGS aumentaram cerca de 99 milhões de euros. Este aumento deve-se ao efeito conjugado dos acréscimos ocorridos ao nível dos CIEG, em cerca de 107 milhões de euros e das medidas de sustentabilidade em 24 milhões de euros, e em sentido contrário, da redução ao nível dos custos da GGS em 31 milhões de euros.

### 3.3.1 PRINCIPAIS RUBRICAS EXPLICATIVAS DA VARIAÇÃO DA UGS

Neste ponto, é apresentada a variação da atividade de UGS, decompondo-a por componentes. A análise mais detalhada das principais componentes desta atividade, designadamente das componentes associadas aos custos de interesse económico geral e estabilidade tarifária, é efetuada nos pontos seguintes do presente documento.

A Figura 3-18 desagrega a variação da UGS de 2020 para 2021, de 99 milhões de euros (última barra da direita), pelas suas diferentes parcelas:

- O efeito do aumento de proveitos do operador da rede de transporte, no valor de 11,4 milhões de euros, resulta das seguintes parcelas:
  - Redução dos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas em 2,1 milhões de euros;
  - Redução dos custos de gestão do sistema em 31,3 milhões de euros;
  - Aumento dos outros CIEG do ORT em 57,3 milhões de euros;

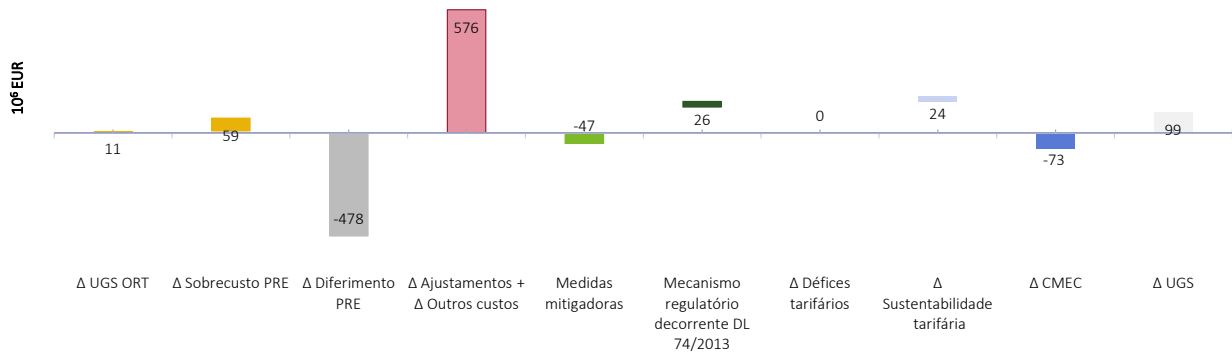


- 
- Redução dos custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN de cerca de 12,5 milhões de euros.
  - O efeito do aumento do diferencial do custo com a aquisição à PRE do ano de cerca de 137 milhões de euros;
    - Variação do sobrecusto do ano, no valor de 59 milhões de euros;
    - Saldo entre o diferencial do custo da PRE alisados nas tarifas dos anos anteriores e o valor diferido relativo ao próprio ano com a aquisição à PRE, no valor de -478 milhões de euros;
    - Variação dos ajustamentos e de outros custos associados ao diferencial do custo com a aquisição à PRE e de desvios de faturação por aplicação da tarifa de UGS em 576 milhões de euros;
    - Medidas mitigadoras com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor, no montante de -47 milhões de euros, isto é, o valor destas medidas que abatem às tarifas foi 47 milhões de euros superior ao valor considerado nas tarifas 2020;
    - Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho, em cerca de 26 milhões de euros;
  - O efeito da sustentabilidade tarifária no valor de 24 milhões de euros resulta das seguintes parcelas:
    - O efeito dos ajustamentos da CVEE, em cerca de 21,7 milhões de euros;
    - Efeitos do processo de extinção de tarifas:
      - o Variação do diferencial entre proveitos permitidos e proveitos a recuperar pela atividade de Comercialização<sup>47</sup>, no valor de 2,8 milhões de euros;
      - o Variação do sobreproveito pela aplicação das tarifas transitórias, no valor de -0,1 milhões de euros.
  - A variação dos CMEC em cerca de -73 milhões de euros.

---

<sup>47</sup> A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema

Figura 3-18 - Variação do nível de proveitos a recuperar com a tarifa UGS face ao ano anterior



### 3.3.2 CUSTOS DE GESTÃO DO SISTEMA

Os custos de gestão do sistema diminuem 21%, relativamente aos valores aceites para tarifas de 2020. Para esta variação contribuiu essencialmente a redução ocorrida ao nível dos custos da interruptibilidade (cerca de 38 milhões de euros). Em sentido contrário registe-se o aumento ocorrido ao nível do CAPEX em 51%. A evolução desta rubrica de custos é analisada em detalhe no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos das empresas reguladas do setor elétrico em 2021”.

### 3.3.3 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E CUSTOS DE SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

Seguidamente, pela sua relevância, analisa-se em mais detalhe a evolução das principais componentes que integram os CIEG associados à produção de energia elétrica e os custos de sustentabilidade de mercados. Estas rubricas de custos têm em comum o facto de não serem diretamente reguladas pela ERSE, por dependerem do quadro legal, no caso dos CIEG, e por evoluírem com os preços de energia elétrica definidos no mercado grossista em ambos os casos. Deste modo, a inclusão destes custos nos proveitos permitidos das empresas é efetuada por *pass through*, isto é, as empresas repassem os proveitos recuperados pelas tarifas associadas aos CIEG às respetivas empresas ou entidades que deles beneficiem. O incremento destas rubricas de custos ao longo do tempo justifica a análise mais detalhada de algumas das suas principais componentes.

## 3.3.3.1 AJUSTAMENTOS AOS CUSTOS DE ENERGIA

Ao abrigo do Regulamento Tarifário do setor elétrico, os custos de energia elétrica considerados para cálculo das tarifas são ajustados, a título provisório ao fim de um ano, e a título definitivo ao fim de dois anos, para efeitos de estabilidade tarifária. Assim, as tarifas para 2021 incluem o ajustamento definitivo, referente ao ano de 2019, dos custos com a produção de energia elétrica (excluindo PRE) e do diferencial do custo com a aquisição a produtores em regime especial (SPRE) e os ajustamentos provisórios destas duas componentes referentes ao ano de 2020.

No cálculo dos montantes a afetar para efeitos de estabilidade tarifária, consideram-se custos com produção de energia elétrica: (i) as aquisições no mercado organizado pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), (ii) o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores cujos contratos de aquisição de energia elétrica não cessaram (diferencial de custo CAE) e (iii) os Custos de Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC). Registe-se que as duas últimas rubricas de custo são incluídas nos CIEG.

O Quadro 3-11 sintetiza os ajustamentos de 2019 e 2020 que foram considerados no cálculo tarifário para 2021.

Quadro 3-11 - Ajustamentos de 2019 e 2020 a repercutir em tarifas

Unidade: milhões de euros

	Ajustamento 2019	Ajustamento 2020	Total
Valor a recuperar pela Tarifa de energia	-0,7	-46,7	-47,4
Valor a recuperar pela Tarifa UGS	283,6	549,6	833,2
CMEC+SCAE	43,3	104,3	147,6
SPRE	240,3	445,3	685,5
<b>Ajustamento total</b>	<b>282,9</b>	<b>502,8</b>	<b>785,8</b>

Notas: Parte significativa do valor de SPRE a recuperar é alisado no quadro da legislação em vigor, sendo por isso recuperado nas futuras tarifas de UGS

Os sinais dos ajustamentos refletidos neste Quadro representam o seu efeito na tarifa onde são recuperados, ou seja, sinal negativo significa valor a deduzir à tarifa (a devolver aos consumidores) e sinal positivo significa valor a acrescentar à tarifa (a receber pelas empresas)

Em 2019, o custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema no mercado organizado situado nos 47,82 €/MWh, foi inferior ao valor considerado em tarifas de 2019 (63,77€/MWh). Contudo, no ajustamento provisório efetuado em tarifas de 2020, já haviam sido considerados cerca de 29 milhões de euros a devolver pela empresa. Desta forma, o desvio em 2019 líquido desses ajustamentos

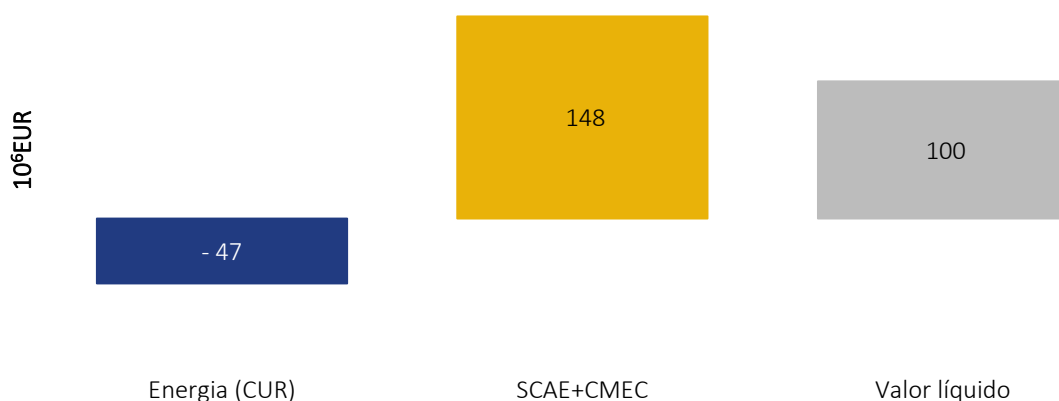
provisórios foi de cerca de 0,4 milhões de euros, a devolver à empresa. Por outro lado, o ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, no ano t-2, atualizado para 2020 atingiu o montante de 1,1 milhões de euros, a devolver pela empresa. Assim os ajustamentos de 2019 referentes à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e o ajustamento resultante da convergência para tarifas aditivas, ambos considerados em tarifas de 2021, foram de -0,7 milhões de euros.

Em 2020, o decréscimo do custo médio de aquisição de energia por parte do CUR, sem serviços de sistema, face ao considerado para tarifas 2020, gerou um desvio de cerca de 46,7 milhões de euros a devolver pela empresa. Deste modo, o montante de desvios dos custos de energia elétrica do CUR, referentes aos anos de 2019 e 2020 ascende a 47,4 milhões de euros a receber pelos clientes.

Os ajustamentos relativos ao diferencial de custo CAE e aos CMEC totalizam cerca de 147,6 milhões de euros a pagar pelos clientes.

O saldo líquido do efeito das oscilações de preços nos pagamentos efetuados aos produtores de energia, excluindo o sobrecusto da PRE totalizam o montante de 100 milhões de euros, valor a pagar pelos clientes, conforme mostra a Figura 3-19.

**Figura 3-19 - Valor líquido dos desvios relativos à produção de energia**



### 3.3.3.2 CIEG ASSOCIADOS À PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Uma parte importante dos CIEG está relacionada com garantias dadas a produtores de energia elétrica, designadamente à produção em regime especial (PRE) e aos CAE não cessados das centrais da Tejo Energia e da Turbogás. O incentivo à garantia de potência deixou de figurar nesta análise, uma vez que a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, foi revogada pela Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro, o que levou a uma redução abrupta dos custos com este CIEG em 2021<sup>48</sup>, sendo apenas repercutidos o incentivo referente ao ano de 2018 da central de Foz Tua, que não têm significância nesta análise.

Na Figura 3-20 são apresentados estes custos por unidade prevista produzir em 2021<sup>49</sup> para a PRE com remuneração garantia, para as centrais com CAE e o CIEG unitário total associado à produção de energia elétrica.

Refira-se que, para esta análise não foram considerados:

- i) o 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, e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro;
- ii) as medidas de sustentabilidade do SEN consideradas para o ano de 2021, decorrentes da legislação em vigor, com impacte no diferencial de custo da PRE, nomeadamente, a dedução das receitas dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa que revertem para o SEN;
- iii) o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013, de 4 de junho;
- iv) as receitas provenientes da venda de Garantias de Origem;
- v) previsão de montantes a transferir do FSSSE para o SEN, fixado pelo Despacho conjunto dos Gabinetes do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, do Secretário de Estado Adjunto e

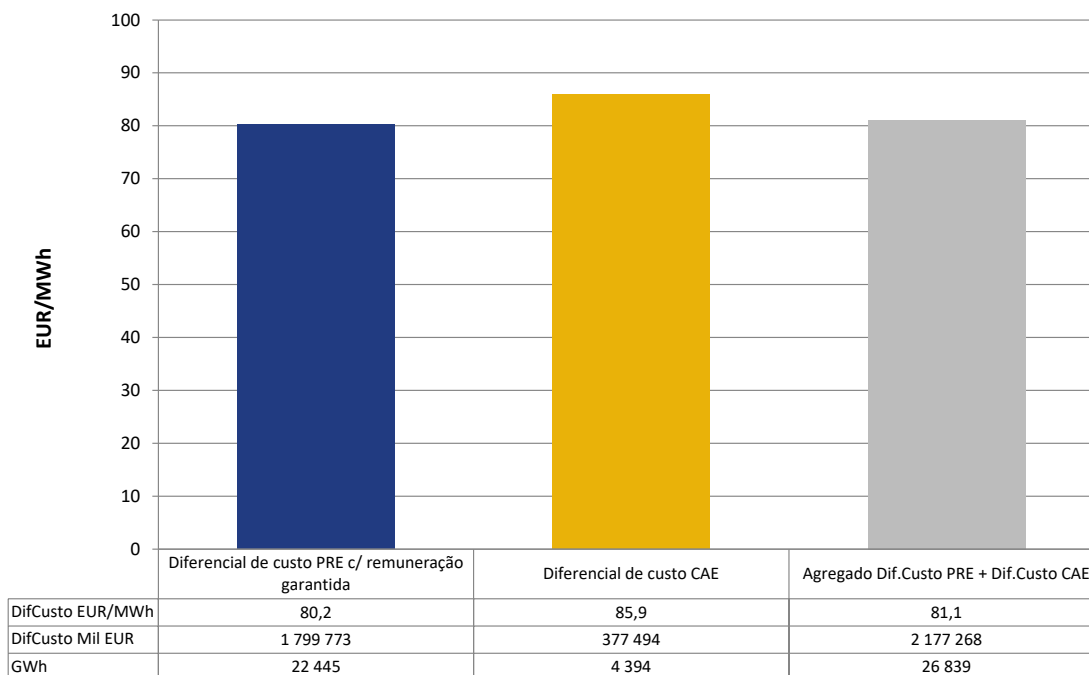
---

<sup>48</sup> Por via da disposição transitória da Portaria n.º 233/2020, nas tarifas de 2021 está a ser repercutido o incentivo referente ao ano de 2018 da central de Foz Tua, que não têm significância nesta análise. Aguarda-se a homologação do montante de 2019.

<sup>49</sup> Produções previsionais usadas no cálculo tarifário de 2021 da PRE com remuneração garantida e das centrais com CAE da Tejo Energia e da Turbogás.

dos Assuntos Fiscais e da Secretária de Estado do Orçamento, de 11 de dezembro e pelo Despacho do Gabinete do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de dezembro.

Figura 3-20 - Custos de CIEG associados à produção de energia elétrica por unidade produzida



Nota: O diferencial de custo apresentado para cada segmento de produtores inclui os ajustamentos de anos anteriores. No caso da PRE não inclui qualquer medida mitigadora do ano 2021, nem o efeito do alisamento quinquenal.

No que diz respeito à PRE com remuneração garantida, os valores apresentados correspondem ao total do diferencial de custo implícito nas tarifas de 2021, nomeadamente, o que resulta da aquisição da produção previsível para 2021 e dos ajustamentos relativos aos anos de 2019 (t-2) e 2020 (t-1). A quantidade considerada para determinar o valor unitário foi a produção total de PRE com remuneração garantida prevista pela ERSE para 2021.

O cálculo do sobrecusto CAE baseia-se nas previsões de produção para 2021 e respetivos custos associados às centrais da Tejo Energia e da Turbogás, assim como os ajustamentos desta rubrica de custos relativos aos anos de 2019 (t-2) e 2020 (t-1). O sobrecusto CAE apresentado na figura acima corresponde ao valor repercutido nas tarifas de 2021, sendo o valor unitário determinado pelo quociente deste valor pela soma das produções das duas centrais em causa, que se preveem para esse ano.

A Figura 3-20 apresenta igualmente o valor médio do diferencial de custo unitário do conjunto das instalações abrangidas pelos CIEG que se prevê através desta análise para o ano de 2021 (81,1 EUR/MWh).

Esta análise mostra que uma parte substancial da produção de energia elétrica em Portugal continental (entre 50% e 55% no período considerado para este exercício tarifário, de 2019 a 2021) tem um custo real superior ao verificado no mercado *spot*, traduzindo-se num diferencial de custo que é transferido para os consumidores através das tarifas de acesso. O custo de produção dessas tecnologias resulta da soma deste diferencial e do preço médio da energia adquirida no mercado grossista (*spot*, contratos bilaterais, mercado de futuros, etc.) pelo CUR.

### 3.3.3.3 EVOLUÇÃO DO DIFERENCIAL DE CUSTO DA PRE

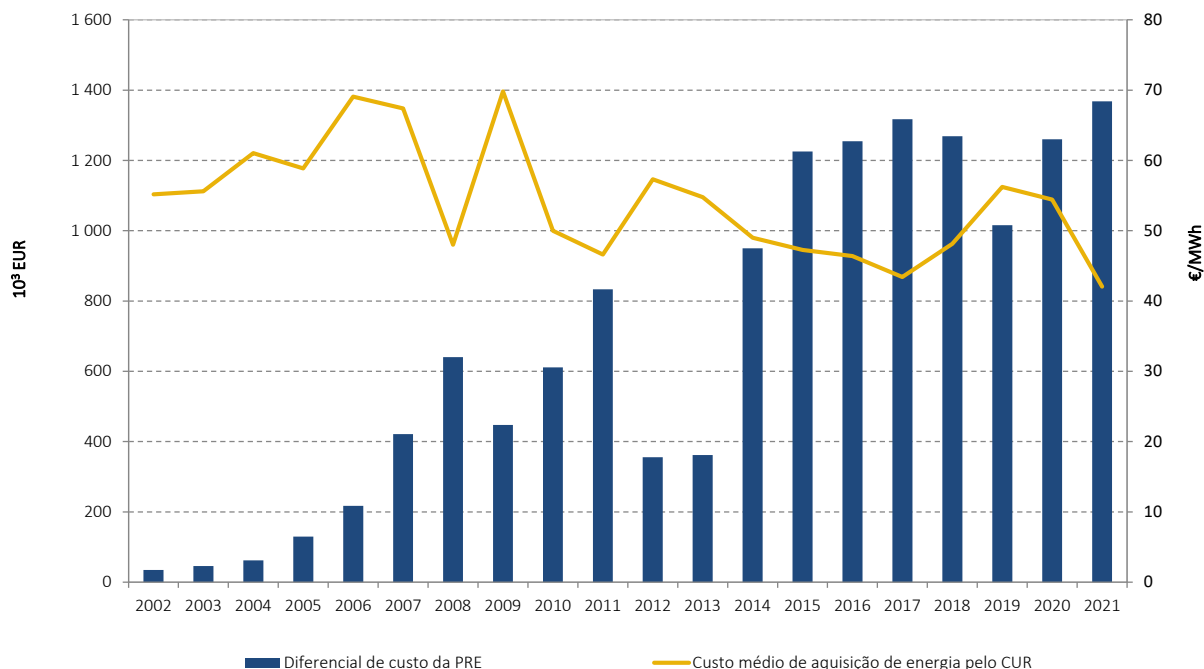
Pela sua importância no conjunto dos custos, analisa-se com mais detalhe o diferencial de custo da produção em regime especial (PRE) com remuneração garantida. O valor unitário do diferencial de custo com a aquisição da PRE resulta da diferença entre o preço médio de aquisição de energia elétrica aos produtores em regime especial, o qual decorre da legislação que define o regime remuneratório destes produtores, e o preço médio a que o CUR coloca esta produção no mercado grossista<sup>50</sup>. A inclusão desta última variável nas figuras seguintes visa evidenciar a relação inversa entre o diferencial de custo da PRE e o preço de referência usado para o determinar.

Na Figura 3-21 apresenta-se a evolução do diferencial de custo com a aquisição da PRE com remuneração garantida no período de 2002 a 2021, previstos recuperar pelas tarifas do ano. A partir de 2012 estes valores incluem os montantes deduzidos no âmbito do mecanismo de alisamento 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, e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro, bem como as demais medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor com impacte no diferencial de custo da PRE.

---

<sup>50</sup> Até 1 de julho de 2007 foi utilizado no cálculo do diferencial de custo da PRE o custo equivalente de aquisição de energia elétrica no Sistema Elétrico Público (tarifa de Energia e Potência e tarifa de Uso da Rede de Transporte). Após esta data, foi considerado como referência para cálculo do sobrecusto da PRE, o custo médio unitário de aquisição do CUR em mercado. A partir de 2012, com a separação da atividade de CVEE do CUR em função CVEE FC e de CVEE PRE, o diferencial de custo da PRE passou a determinar-se pela diferença entre o custo de aquisição da PRE à tarifa administrativa e a receita da venda desta produção no mercado grossista, deduzida de outros custos da função CVEE PRE.

Figura 3-21 - Evolução do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida  
(valores previstos recuperar pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

A grande redução do valor do diferencial de custo da PRE que se observa no cálculo tarifário do ano 2012 deveu-se essencialmente ao efeito do diferimento destes custos, por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho. No ano de 2013, além deste efeito, foram ainda introduzidas medidas de sustentabilidade do SEN com impacto no diferencial de custos da PRE com remuneração garantida, designadamente a dedução das receitas provenientes dos leilões de licenças CO<sub>2</sub> e a contribuição para a sustentabilidade do SEN dos PRE eólicos, no âmbito do Decreto-Lei n.º 35/2013, de 28 de fevereiro. No ano de 2014 acresce ainda o mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013. De 2014 para 2015, o acréscimo significativo que se observa na Figura 3-21 nos valores considerados no cálculo tarifário, decorre principalmente do efeito cumulativo do serviço da dívida relativo aos diferimentos do diferencial de custo da PRE de anos anteriores e de ajustamentos de anos anteriores.



Registe-se que o decréscimo do valor do diferencial de custo da PRE verificado de 2017 para 2018, deve-se essencialmente ao aumento do preço de energia previsto para as tarifas de 2018.

Para 2019, voltou a prever-se um decréscimo do valor do diferencial previsto em tarifas, que se deveu para além do aumento do preço de energia previsto para esse ano, aos seguintes fatores:

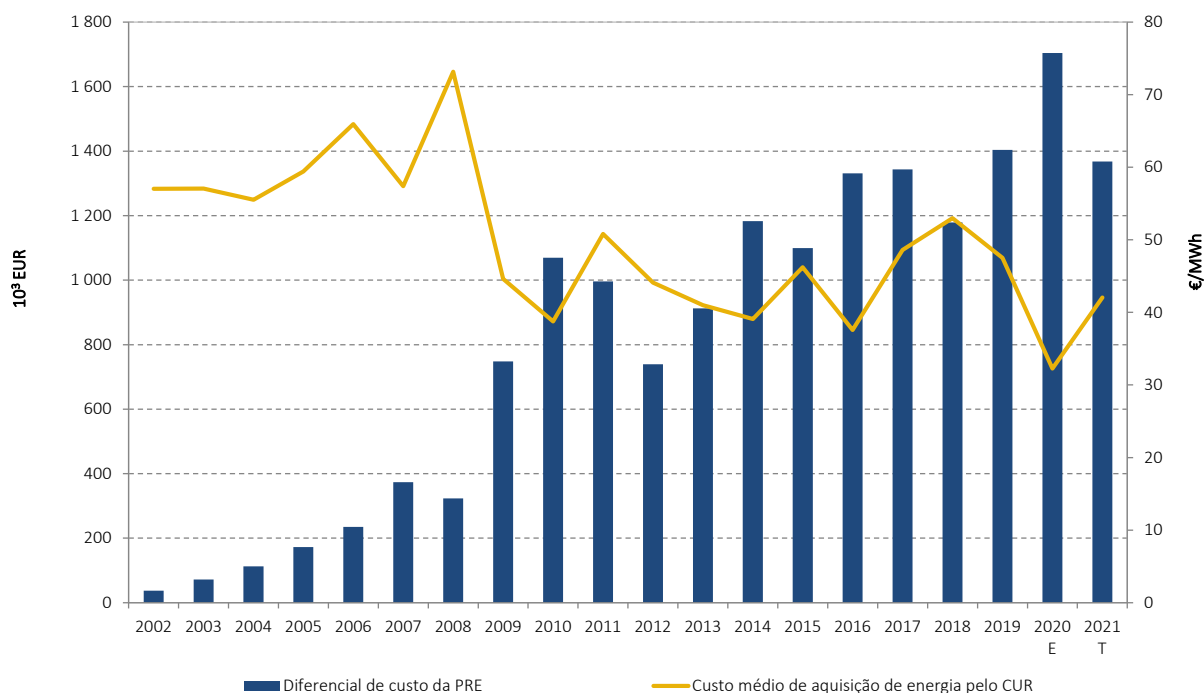
- Acréscimo significativo dos montantes associados às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor;
- Inclusão de montantes previstos transferir do FSSSE para o SEN e de receitas adicionais do CELE, de acordo com o Despacho conjunto do Ministro do Ambiente e da Transição Energética e dos Secretários de Estado do Orçamento e dos Assuntos Fiscais.

As estimativas da ERSE para 2020 foram de um aumento significativo do diferencial de custo da PRE, em virtude da grande diminuição dos montantes associados às medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE decorrentes da legislação em vigor, designadamente não foram incluídos os montantes a devolver pelos produtores que beneficiaram cumulativamente de apoios ao desenvolvimento de energias renováveis, nos termos da Portaria n.º 69/2017, de 16 de fevereiro e reduziram-se substancialmente as transferências do FSSSE face ao considerado no ano de 2019.

Para 2021, a previsão é de uma nova subida do diferencial de custo da PRE, que se deve principalmente à descida da previsão do preço de energia elétrica considerado nas tarifas de 2021 face às tarifas de 2020, como se observa na figura, mas também a um incremento significativo dos ajustamentos de anos anteriores repercutidos nas tarifas de 2021, apesar do efeito do diferimento efetuado no âmbito do artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, na sua redação atual.

Na Figura 3-22 apresentam-se os valores efetivamente ocorridos até 2019, quer do diferencial de custo quer do valor de referência para a sua determinação. Sublinhe-se que estes valores incorporam, igualmente, os valores diferidos por aplicação do mecanismo de alisamento estabelecido no artigo n.º 73-A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro.

Figura 3-22 - Evolução do diferencial de custo PRE (reais recuperados pelas tarifas)



Nota: Até 2011 foi considerado o custo médio de aquisição de energia pelo CUR

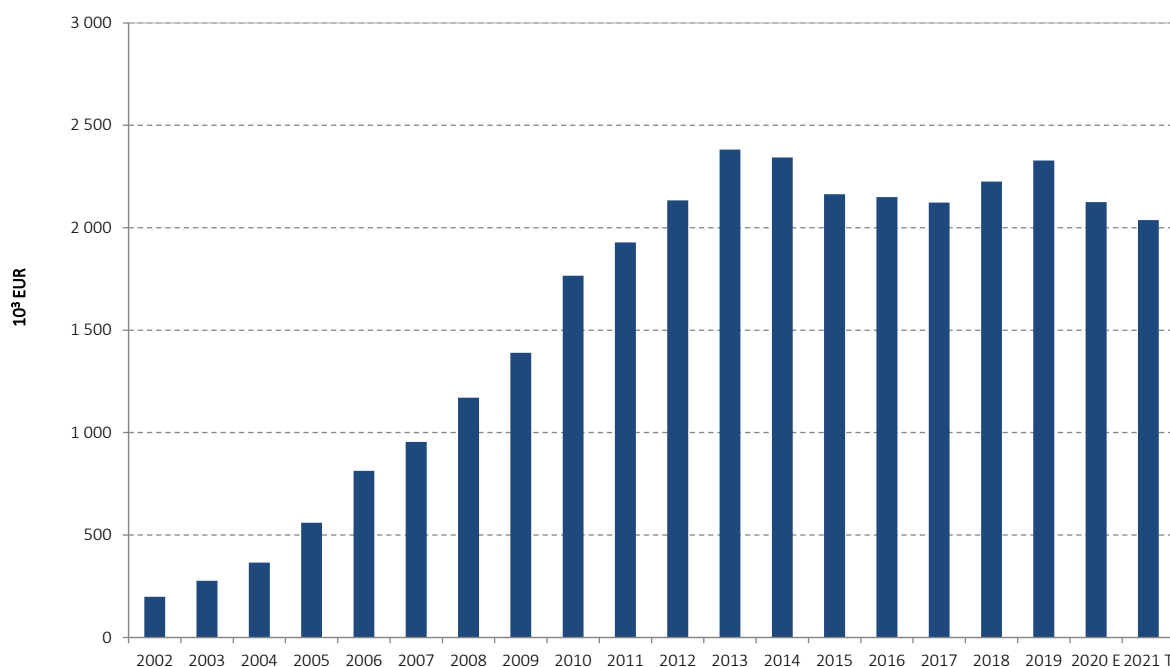
A diferença entre as duas figuras anteriores resulta, maioritariamente: (i) do desvio no custo de aquisição da PRE, quer por efeito quantidade, quer por efeito preço, (ii) do desvio do preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE. A partir de 2013, com a inclusão de medidas de sustentabilidade do SEN com impacto no diferencial de custo da PRE, estas diferenças passaram a depender também dos desvios entre os valores concretizados destas medidas e as suas previsões em sede de cálculo tarifário.

Embora os valores do diferencial de custo apresentem as variações já mencionadas, o custo total com as aquisições da PRE com remuneração garantida inverteu a sua tendência crescente a partir de 2013, conforme mostra a Figura 3-23.

Nos anos mais recentes, ocorreu uma estabilização do custo total com a aquisição da PRE com remuneração garantida, que se deve principalmente ao menor crescimento da potência instalada deste tipo de produtores e a uma tendência de estabilização do preço médio de aquisição. No entanto, subsistem fatores que continuam a ser determinantes na evolução do custo total da PRE com remuneração garantida, designadamente por via das quantidades produzidas, que no caso da produção renovável são afetadas significativamente pela eolicidade e pela hidraulicidade. Os próximos anos deverão ser marcados por uma

redução gradual do sobrecusto nos produtores existentes, designadamente devido ao fim dos regimes bonificados em várias tecnologias, por término do prazo, mas também devido à redução das remunerações garantidas, designadamente da eólica e da cogeração por força do quadro legal vigente. Esta redução já é observável na Figura 3-23 a partir de 2020. Adicionalmente, a ligação massiva à rede de capacidade solar com remuneração garantida abaixo dos atuais preços de mercado poderá acentuar este comportamento.

**Figura 3-23 - Custo total por ano com a aquisição a produtores em regime especial**



#### 3.3.3.4 REPERCUSSÃO DO DIFERIMENTO DA PRE NOS PROVEITOS PERMITIDOS

Pela relevância dos montantes em causa, neste ponto é desenvolvido a forma como são repercutidos nos proveitos permitidos do ano os custos com os diferenciais de PRE.

#### DIFERIMENTO DOS DIFERENCIAIS DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

Em 2011, através da publicação do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, mais concretamente do artigo 73-A.º, foi introduzida a possibilidade de repercussão dos diferenciais de custos com a aquisição de energia

a produtores em regime especial, de forma faseada ao longo do tempo, designadamente através do seu diferimento em parcelas que são repercutidas nos proveitos em 5 anos, incluindo o próprio ano.

O Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto, veio alterar o período de aplicação da transferência intertemporal inicialmente estabelecido e, de acordo com a alteração introduzida no n.º 8 do artigo 73-A.º, prolongando-se a aplicação deste regime ao diferencial de custo com a aquisição de energia da PRE ocorrido até 31 de dezembro de 2020.

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

Aos montantes diferidos dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial são aplicados uma taxa de juro, cuja metodologia de cálculo 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 quadro seguinte apresenta o impacte do valor diferido<sup>51</sup> referente a proveitos permitidos de 2021, bem como a amortização de capital e os respetivos juros no período quinquenal.

---

<sup>51</sup> O valor diferido inclui os montantes de sobrecusto da PRE do ano e os montantes relativos aos ajustamentos de anos anteriores, sendo que o ajustamento diferido relativo a 2020 representa 25,5% do valor total diferido e o relativo a 2019 representa 13,7%.

**Quadro 3-12 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial referente a proveitos permitidos de 2021**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

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

Notas: PRE<sup>1(1)</sup> - Produção em Regime Especial, enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio  
Amortização capital<sup>(2)</sup> - Valor equivalente do SPRE a 1 de janeiro de 2021

Valor a abater aos pp<sup>(3)</sup> - Valor a 31 de dezembro de 2021

PRE<sup>2(4)</sup> - Produção em Regime Especial, não enquadrada 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 com a aquisição de energia da PRE efetuados desde o cálculo de proveitos permitidos de 2017 até 2021 e os respetivos juros no período remanescente para a sua repercussão.

**Quadro 3-13 - Impacte do diferimento dos diferenciais de custos com a aquisição de energia a PRE de 2017 a 2021 nos proveitos permitidos de 2021 a 2025**

Unidade 10<sup>3</sup> EUR

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

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

PRE <sup>2(2)</sup> - Produção em Regime Especial, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio

No documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico” apresenta-se o detalhe relativo a este alisamento.

#### MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE DO SEN COM IMPACTE NA PRE DECORRENTES DA LEGISLAÇÃO EM VIGOR

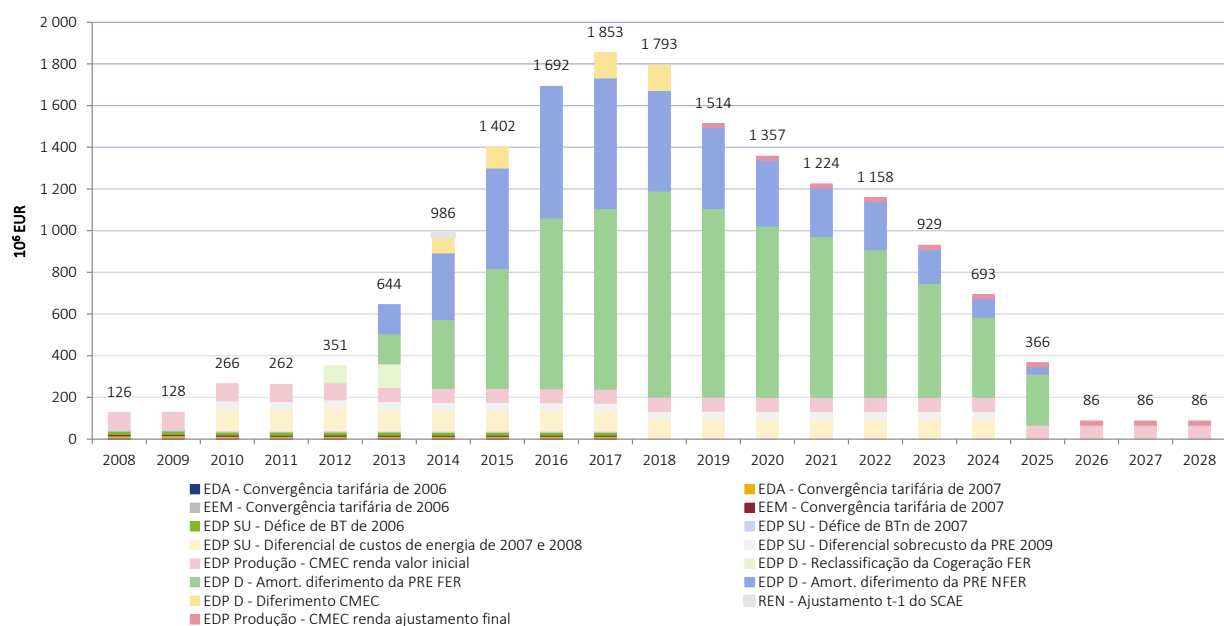
Para o cálculo dos proveitos permitidos de 2021 foram consideradas um conjunto de medidas de sustentabilidade do SEN, com impacte no diferencial de custo de aquisição de energia à PRE a recuperar pelas tarifas, que são apresentadas com algum detalhe no documento “Proveitos Permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”.

#### 3.3.4 PROVEITOS A RECUPERAR PELA TARIFA UGS QUE DIZEM RESPEITO A ANOS ANTERIORES

Para além dos custos anuais e ajustamentos de anos anteriores, é necessário incorporar os valores que não foram incluídos nos proveitos do respetivo ano por terem sido diferidos.

A figura infra apresenta a evolução dos proveitos permitidos recuperados ou previstos recuperar em cada ano que foram adiados e que por isso, deveriam ter sido recuperados em anos anteriores.

Figura 3-24 - Proveitos a recuperar

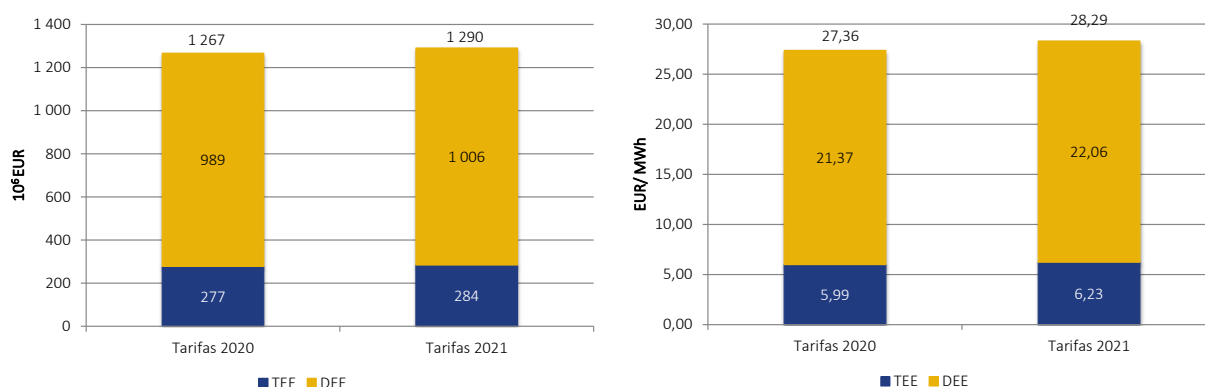


### 3.4 PROVEITOS PERMITIDOS DAS ATIVIDADES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Da análise da Figura 3-25 verifica-se que os proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição de Energia Elétrica, previstos para tarifas de 2021, apresentam um acréscimo de 1,8%, sendo que os respetivos custos unitários<sup>52</sup> previstos aumentam 3,4%.

<sup>52</sup> No cálculo do custo unitário consideraram-se os fornecimentos de energia elétrica à saída das redes em todos os níveis de tensão.

Figura 3-25 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição



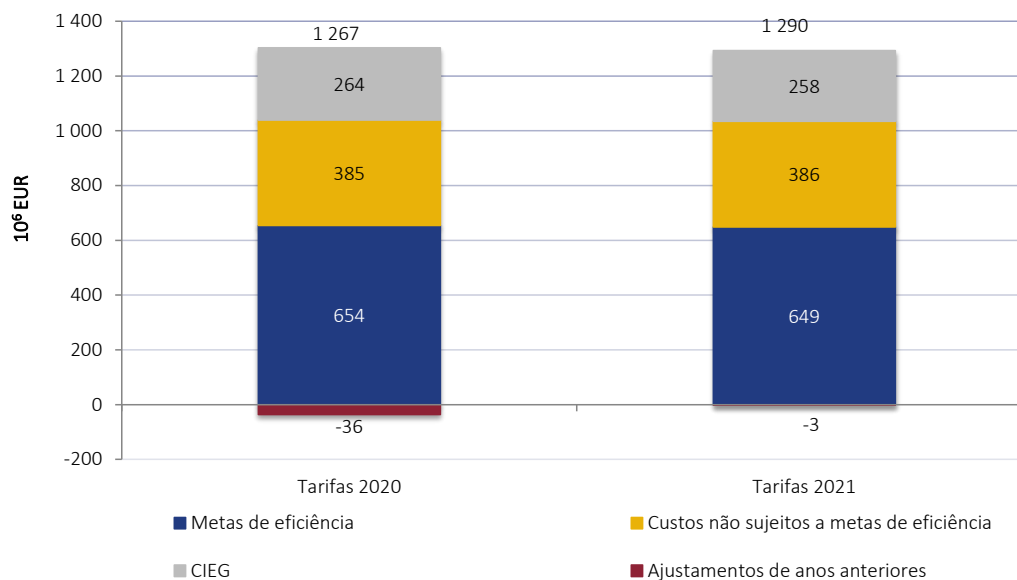
Nota: O valor da TEE inclui a diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT

Os custos destas atividades, relacionadas com infraestruturas de redes de energia, são, essencialmente, fixos, pelo que variações na evolução dos consumos refletem-se nos custos unitários a suportar pelos consumidores.

A análise da variação dos proveitos permitidos destas atividades pode ser efetuada tendo em conta os seguintes componentes: (i) custos sujeito a metas de eficiência impostas (custos de exploração da distribuição em AT e MT, custos totais (TOTEX) da distribuição em BT e a aplicação do mecanismo de valorização de investimentos da RNT a custos de referência); (ii) custos não sujeitos a metas de eficiência (inclui custos de exploração não sujeitos a metas de eficiência e custos com capital); (iii) custos de interesse económico geral (que correspondem às rendas de concessão em BT pagas aos municípios); e (iv) ajustamentos de anos anteriores. O contributo de cada uma destas rubricas pode ser analisado na Figura 3-26.



**Figura 3-26 - Variação dos proveitos permitidos das atividades de Transporte e Distribuição, por componente**



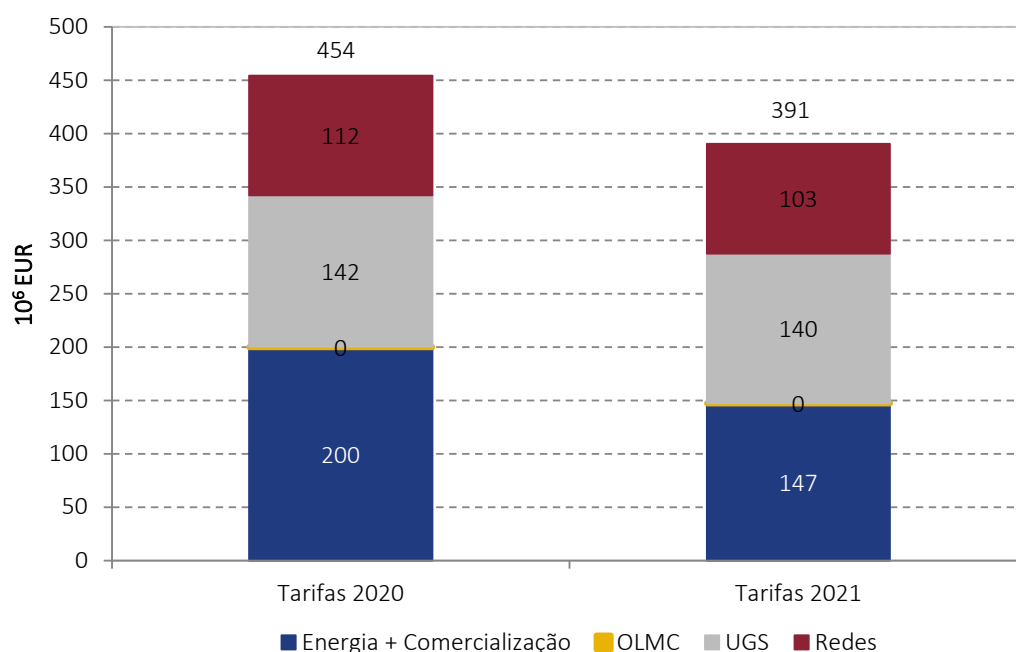
Os custos não sujeitos a metas de eficiência são inferiores aos custos sujeitos a metas de eficiência, mantendo a tendência do ano anterior. Com um peso significativo nos custos não sujeitos a metas de eficiência estão os custos com capital das atividades de Transporte de Energia Elétrica (com exceção dos custos com capital do imobilizado valorizado a custos de referência) e de Distribuição de Energia Elétrica em AT e MT. Incluem-se também nos custos não sujeitos a metas de eficiência os planos de reestruturação de efetivos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica e os ganhos e perdas atuariais das atividades de Transporte de Energia Elétrica e de Distribuição de Energia Elétrica.

### 3.5 PROVEITOS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Os proveitos permitidos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) do Comercializador de Último Recurso incluem os custos regulados com a energia e comercialização e os custos com o acesso às redes, no âmbito dos fornecimentos do Mercado Regulado.

Na figura seguinte, apresenta-se a variação dos proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais, de 2020 para 2021.

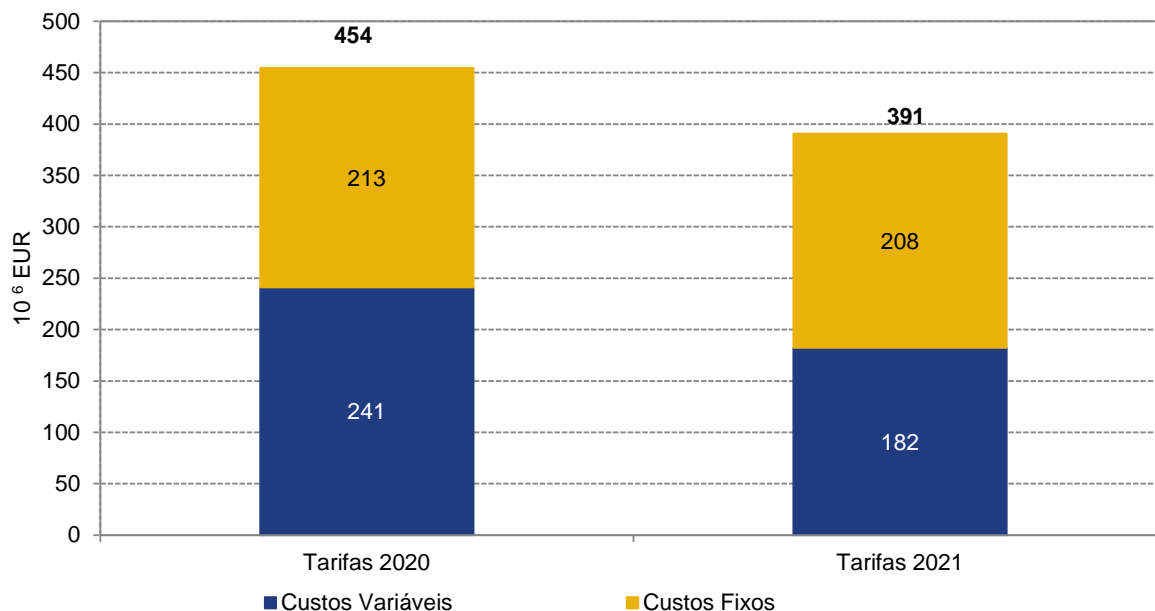
Figura 3-27 – Proveitos a recuperar com as tarifas de Venda a Clientes Finais



A evolução do proveito unitário a recuperar pelas TVCF pode ser analisada decompondo-a entre o efeito da variação da estrutura de quantidades e a variação tarifária. Esta análise é efetuada no capítulo 7. Importa também analisar esta evolução noutras perspetivas, nomeadamente, na perspetiva da variação dos custos unitários por atividade e na ótica da repartição entre custos fixos e variáveis, sendo esta última efetuada na presente secção.

A Figura 3-28 apresenta a decomposição do nível global de proveitos totais a recuperar pelas TVCF de 2020 e de 2021, distinguindo-se entre custos fixos e custos variáveis associados com a evolução dos consumos.

Figura 3-28 - Decomposição do nível global dos proveitos a recuperar pelas TVCF entre custos fixos e custos variáveis



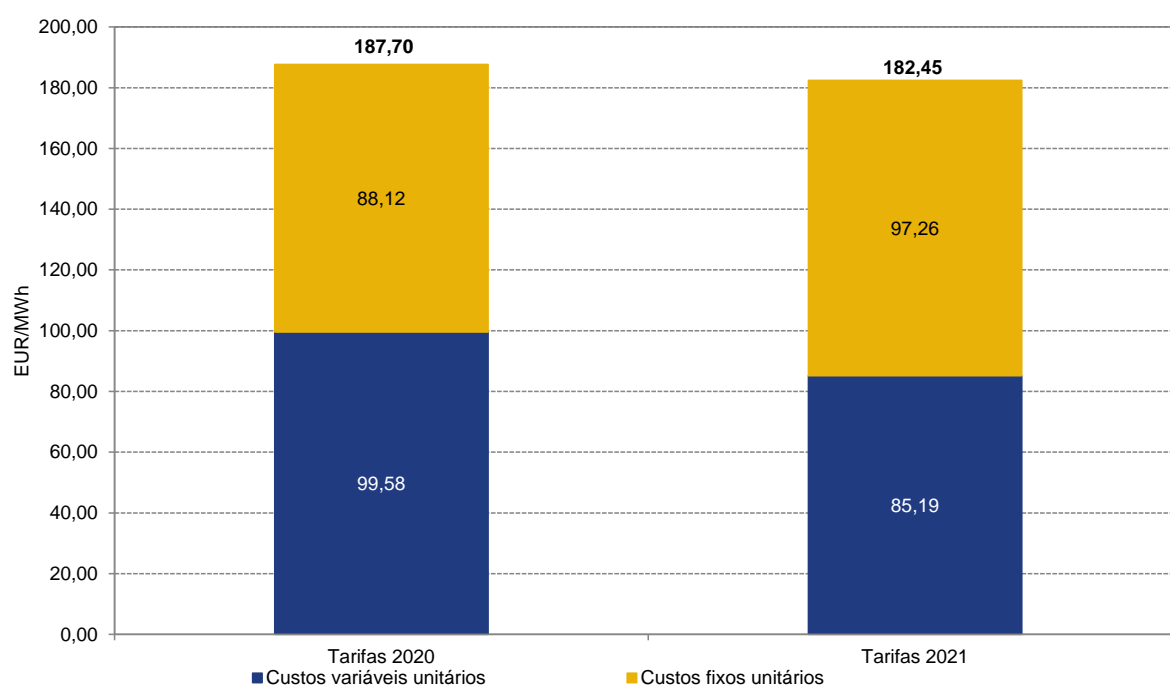
Consideram-se como custos variáveis todos os custos de energia, os custos de comercialização (com exceção dos ajustamentos referentes a 2019 e da parcela fixa dos proveitos da comercialização) e a componente variável dos proveitos de Uso da Rede de Distribuição. Estas duas últimas parcelas são calculadas no âmbito dos fornecimentos do CUR.

Nos custos fixos são considerados os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso Global do Sistema, os proveitos a recuperar pela tarifa de Uso da Rede de Transporte, a componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, os encargos com as rendas dos municípios e ainda os ajustamentos referentes a 2019 da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, bem como a parcela fixa dos proveitos da comercialização.

Observa-se que nas tarifas para 2021, a componente de custos variáveis apresentou uma redução substancial devido à redução dos custos com a energia.

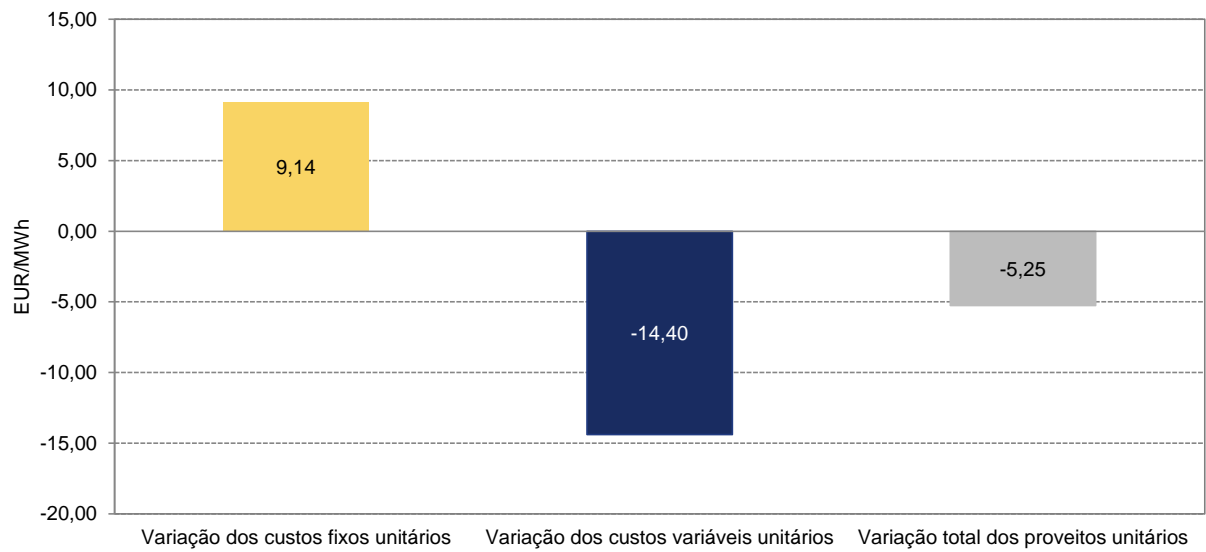
A Figura 3-29 evidencia a evolução dos proveitos unitários da TVCF entre 2020 e 2021, por categoria de custo, fixo e variável.

Figura 3-29 - Evolução dos custos unitários fixos e variáveis incluídos na TVCF



O decréscimo dos proveitos unitários de 5,25 EUR/MWh resulta do efeito conjugado do acréscimo dos custos fixos unitários (9,14 EUR/MWh) e do decréscimo dos custos variáveis unitários (-14,40 EUR/MWh), tal como se apresenta na Figura 3-30.

Figura 3-30 - Decomposição da variação nos proveitos unitários





## 4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA EM 2021

### 4.1 TARIFAS

O Quadro 4-1 indica as tarifas cuja fixação compete à ERSE.

As tarifas são estabelecidas de forma a proporcionar às empresas reguladas um montante de proveitos calculado de acordo com o estabelecido no Regulamento Tarifário.

Para a atividade de autoconsumo, aplica-se também o Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica da ERSE <sup>53</sup>. As tarifas neste âmbito estão autonomizadas no Quadro 4-2.

Para a mobilidade elétrica, aplica-se também o Regulamento da Mobilidade Elétrica da ERSE <sup>54</sup>. As tarifas neste âmbito estão autonomizadas no Quadro 4-3.

---

<sup>53</sup> [Regulamento n.º 266/2020](#), publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 57/2020, de 20 de março de 2020.

<sup>54</sup> [Regulamento n.º 854/2019](#), publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 211, de 4 de novembro de 2019.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</i>	OLMC <sub>OLMC</sub>	Operador logístico de mudança de comercializador	Operador da rede de distribuição	Operação logística de mudança de comercializador	
	OLMC <sub>ORD</sub>	Operador da rede de distribuição	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Operação logística de mudança de comercializador	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT
<i>Tarifa de Uso Global do Sistema</i>	UGS <sub>ORT</sub>	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Gestão do sistema e medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	UGS <sub>ORD</sub>	Operadores da rede de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Gestão do sistema e medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT, AT, MT e BT
<i>Tarifa de Uso da Rede de Transporte</i>	URT <sub>P</sub>	Operador da rede de transporte	Produtores em regime ordinário e produtores em regime especial em MAT, AT e MT	Uso da rede de transporte	Não é aplicada aos consumidores
	URT <sub>ORT MAT</sub>	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Uso da rede de transporte em MAT	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	URT <sub>ORD MAT</sub>	Operador da rede de distribuição	Entrega a clientes em MAT	Uso da rede de transporte em MAT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MAT
	URT <sub>ORT AT</sub>	Operador da rede de transporte	Operador da rede de distribuição	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de venda do operador da rede de transporte
	URT <sub>ORD AT</sub>	Operador da rede de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de transporte em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT



Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição</i>	URD <sub>AT</sub>	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em AT, MT e BT	Uso da rede de distribuição em AT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em AT, MT e BT
	URD <sub>MT</sub>	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MT e BT	Uso da rede de distribuição em MT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em MT e BT
	URD <sub>BT</sub>	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em BT	Uso da rede de distribuição em BT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BT
<i>Tarifa de Energia</i>	TE	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MT e BT	Aprovisionamento de energia elétrica	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<i>Tarifa de Comercialização</i>	C <sub>NT</sub>	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em MT	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
	C <sub>BTE</sub>	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
	C <sub>BTN</sub>	Comercializadores de último recurso, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTN	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental) e nas tarifas de

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
					Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas)
<i>Tarifa de Acesso às Redes</i>	TAR	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental), na tarifa de Venda a Clientes Finais do CUR (Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado
	TAR <sub>ORD/CURBT</sub>	Operador da rede de distribuição	Operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa de Venda a Clientes Finais dos CUR a atuar exclusivamente em BT (Portugal continental)
	TAR <sub>Social</sub>	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entregas a clientes vulneráveis em BTN	Uso das redes e serviços associados	Incluída na tarifa Social de Venda a Clientes Finais do CUR (Portugal continental e Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Venda a Clientes Finais</i>	TVCF <sub>CUR PT</sub>	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em MT e BT dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização. Trata-se de uma tarifa transitória
	TVCF <sub>CUR RAA</sub>	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF <sub>CUR RAM</sub>	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF <sub>Social CUR PT</sub>	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes vulneráveis em BTN, dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF <sub>Social CUR RAA</sub>	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF <sub>Social CUR RAM</sub>	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA

Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas específicas do Autoconsumo

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo através da RESP</i>	TAR <sub>AC</sub>	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT que atuam como autoconsumidores	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia veiculada entre a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) e a instalação de utilização de clientes autoconsumidores quando essa veiculação utiliza a RESP

Quadro 4-3 - Tarifas Reguladas específicas da Mobilidade Elétrica

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa da EGME aplicável aos CEME</i>	TEGME <sub>CEME</sub>	Entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME)	Comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME)	Gestão de operações da rede de mobilidade elétrica	
<i>Tarifa da EGME aplicável aos OPC</i>	TEGME <sub>OPC</sub>	Entidade gestora da rede de mobilidade elétrica	Operadores de ponto(s) de carregamento (OPC)	Gestão de operações da rede de mobilidade elétrica	
<i>Tarifa da EGME aplicável aos DPC</i>	TEGME <sub>DPC</sub>	Entidade gestora da rede de mobilidade elétrica	Detentor de ponto de carregamento de acesso privativo (DPC)	Gestão de operações da rede de mobilidade elétrica	
<i>Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA</i>	TE/Com <sub>ME RAA</sub>	Concessionária do transporte e distribuição da RAA	CEME que atuem na RAA cujo aprovisionamento é realizado junto da concessionária do transporte e distribuição da RAA	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
					para a mobilidade elétrica (CEME) na RAA
<i>Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM</i>	TE/Com <sub>ME RAM</sub>	Concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	CEME que atuem na RAM cujo aprovisionamento é realizado junto da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Aprovisionamento de energia elétrica e serviços associados	Na ausência de comercialização de eletricidade em regime de mercado, possibilita o aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) na RAM
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em MT</i>	TAR <sub>ME MT</sub>	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em MT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede da mobilidade elétrica	
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em BT</i>	TAR <sub>ME BT</sub>	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em BT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede da mobilidade elétrica	

## 4.2 TARIFA DO OPERADOR LOGÍSTICO DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC), a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresenta preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, garantindo-se a inexistência de subsídio cruzada entre tipos de fornecimento. Os preços de potência contratada a aplicar garantem uma alocação de custos por nível de tensão e tipo de fornecimento idêntica à que se obteria com a aplicação de termos fixos.

No Quadro 4-4 apresentam-se os preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador a aplicar pelo Operador Logístico de Mudança de Comercializador ao operador da rede de distribuição em MT e AT, para 2021.

**Quadro 4-4 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador**

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência contratada		(EUR/MW.mês)
	MAT	0,002
	AT	0,003
	MT	0,069
	BTE	0,303
	BTN	2,663

## 4.3 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT (REN) ao operador da rede distribuição em MT e AT são aplicadas, nos termos do artigo 26.º do Regulamento Tarifário, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

### 4.3.1 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT é composta por duas parcelas (UGS I e UGS II).

A parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema está associada aos custos com a gestão do sistema, apresentando um preço de energia sem diferenciação por período horário.

A parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT deve recuperar os custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), sobrecustos do agente comercial relativos às centrais da Turbogás e do Pego, custos com a garantia de potência e sobrecustos com a convergência tarifária das regiões autónomas. A estrutura de preços da parcela II da tarifa de UGS é de um preço único de energia, igual em todos os períodos horários.

No âmbito do relacionamento entre a entidade concessionária da RNT e o operador da rede de distribuição em MT e AT, aplicam-se ainda as transferências mensais relativas à faturação dos termos de potência contratada da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema relativa aos CMEC.

No Quadro 4-5 e no Quadro 4-6 apresentam-se, respetivamente, os preços da parcela I e II da tarifa de Uso Global do Sistema para 2021.

**Quadro 4-5 - Preços da parcela I (custos de gestão de sistema) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0024
	Horas cheias	0,0024
	Horas de vazio normal	0,0024
	Horas de super vazio	0,0024

**Quadro 4-6 - Preços da parcela II (custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e custos com o mecanismo de garantia de potência) da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0099
	Horas cheias	0,0099
	Horas de vazio normal	0,0099
	Horas de super vazio	0,0099

No Quadro 4-7 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema para 2021, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II.

**Quadro 4-7 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0100
	Horas cheias	0,0100
	Horas de vazio normal	0,0100
	Horas de super vazio	0,0100

#### 4.3.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

##### 4.3.2.1 TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE DO OPERADOR DA REDE DE TRANSPORTE APLICÁVEL ÀS ENTRADAS NA RNT E NA RND

A tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar aos produtores em MAT, AT e MT é composta por preços de energia ativa definidos em Euros por kWh, referidos à entrada da rede.

No Quadro 4-8 apresentam-se os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND para 2021.



**Quadro 4-8 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelo operador da rede de transporte aos produtores em MAT, AT e MT pela entrada na RNT e na RND**

USO DA REDE DE TRANSPORTE		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/MWh)
	Horas de fora de vazío	0,5478
	Horas de vazío	0,4235

4.3.2.2 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE A APLICAR AO OPERADOR DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT E AT

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa, diferenciados por período horário, e preços de energia reativa indutiva e capacitiva. Os preços de potência destas tarifas são determinados por aplicação de um fator multiplicativo aos custos incrementais de potência da rede de transporte, preservando a estrutura dos custos incrementais. Este fator multiplicativo é determinado tal que as referidas tarifas aplicadas às quantidades previstas para 2021 proporcionam os proveitos permitidos em 2021, de acordo com o estabelecido no artigo 149.º do Regulamento Tarifário.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2021 está definida no documento “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021”.

Os preços dos termos de energia das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT e de Uso da Rede de Transporte a aplicar às entregas dos operadores das redes de distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de transporte e de distribuição.

No Quadro 4-9 e no Quadro 4-10 apresentam-se os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT para 2021.

**Quadro 4-9 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	1,385
		Contratada	0,101
Energia ativa			(EUR/kWh)
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0007
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0006
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0231
		Capacitiva	0,0173

**Quadro 4-10 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT a aplicar às entregas do operador da rede de transporte ao operador de rede de distribuição em MT e AT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	2,405
		Contratada	0,288
Energia ativa			(EUR/kWh)
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
		Horas cheias	0,0008
		Horas de vazio normal	0,0007
		Horas de super vazio	0,0006
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
		Horas cheias	0,0008
		Horas de vazio normal	0,0007
		Horas de super vazio	0,0006
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0231
		Capacitiva	0,0173

#### 4.4 TARIFAS POR ATIVIDADE DOS OPERADORES DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelos operadores de rede de distribuição às entregas a clientes do comercializador de último recurso e a clientes no mercado liberalizado.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelos distribuidores às entregas a clientes dos mercados liberalizado e regulado, para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Adicionalmente, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, apresentam-se os preços das tarifas por atividade, considerando que os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e que alguns preços de energia são agregados.

##### 4.4.1 TARIFA DE OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR

A tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC) a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por preços de potência contratada diferenciados por nível de tensão e tipo de fornecimento, tal como definido no ponto 4.2.

No Quadro 4-11 apresentam-se os preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador a aplicar às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado, para 2021.

**Quadro 4-11 - Preços da tarifa de operação logística de mudança de comercializador**

OPERAÇÃO LOGÍSTICA DE MUDANÇA DE COMERCIALIZADOR		PREÇOS
Potência contratada		(EUR/MW.mês)
	MAT	0,002
	AT	0,003
	MT	0,067
	BTE	0,294
	BTN	2,586

#### 4.4.2 TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA

A tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado é composta por duas componentes, tal como a tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de transporte (ver ponto 4.3.1). Estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades de energia da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelo operador da rede de transporte da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado são calculadas com base nas quantidades medidas nos contadores desses clientes.

A parcela I apresenta a mesma estrutura tarifária e recupera o conjunto de proveitos da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pela entidade concessionária da RNT relativa aos custos com a gestão do sistema. Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se no Quadro 4-12.

**Quadro 4-12 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
	Horas de ponta	0,0024
	Horas cheias	0,0024
	Horas de vazio normal	0,0024
	Horas de super vazio	0,0024

Os preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-13.

**Quadro 4-13 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I					
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024
AT	4	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025
MT	4	0,0026	0,0026	0,0025	0,0025
BTE	4	0,0028	0,0028	0,0027	0,0026
BTN>	3	0,0028	0,0028	0,0027	
BTN< tri-horárias	3	0,0028	0,0028	0,0027	
BTN bi-horárias	2	0,0028		0,0027	
BTN simples	1	0,0028			

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema são determinados de acordo com a Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 24 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro e n.º 359/2015, de 14 de outubro, que estabelece os critérios de repercussão dos CIEG com incidência na tarifa de Uso Global do Sistema a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes. Esta portaria abrange os seguintes custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental e de interesse económico geral (CIEG): os sobrecustos com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos, os sobrecustos com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, os sobrecustos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas (RA), os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, os custos de sustentabilidade<sup>55</sup>, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico e os custos com o Plano de Promoção de Eficiência no Consumo (PPEC).

<sup>55</sup> Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e ao sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

No Quadro 4-14 seguinte apresenta-se a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG enquadrados pela Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

**Quadro 4-14 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento**

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	3,6	5,3	9,8	893,9	912,7
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	14,0	36,9	92,0	23,8	21,2	267,1	455,2
Sobrecusto dos CAE	13,0	45,5	170,6	63,6	37,8	2,3	332,8
CMEC	-1,2	-2,4	-9,1	-3,0	-3,6	-54,5	-73,7
Garantia de potência	0,1	0,3	0,6	0,1	0,1	0,7	1,9
Sobrecusto RAs	9,2	36,4	136,0	51,7	26,2	-135,4	124,0
Estabilidade (DL 165/2008)	7,1	20,6	42,9	9,4	5,8	47,9	133,8
Ajust. de aquisição de energia	-2,5	-7,3	-15,2	-3,3	-2,1	-17,0	-47,4
Diferencial extinção TVCF	-0,1	-0,2	-0,4	-0,1	-0,1	-0,5	-1,3
Sobreproveito	-0,1	-0,3	-0,7	-0,2	-0,1	-0,8	-2,3
Terrenos	0,7	1,9	3,9	0,9	0,5	4,4	12,3
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>40,3</b>	<b>131,4</b>	<b>424,3</b>	<b>148,1</b>	<b>95,6</b>	<b>1 008,3</b>	<b>1 848,0</b>

No quadro seguinte apresentam-se os preços dos referidos CIEG por variável de faturação e por nível de tensão ou tipo de fornecimento.

Quadro 4-15 - Preços CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unidades: EUR/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN>			BTN≤		
	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio	Ponta	Cheias	Vazio
Sobrecusto PRE (DL90/2006)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,1	3,1	1,9	0,5	10,8	5,0	1,5	103,4	61,3	29,6
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	6,9	5,1	2,7	7,5	4,9	2,3	7,2	5,0	1,4	7,4	4,6	1,2	8,7	4,0	1,2	7,5	4,5	2,2
Sobrecusto dos CAE	7,0	5,1	2,8	10,4	6,8	3,2	18,0	12,5	3,5	32,1	20,0	5,2	30,9	14,2	4,4	-16,8	-10,0	-4,8
Garantia de potência	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Sobrecusto RAs	6,6	4,8	2,6	9,7	6,4	3,0	16,7	11,6	3,2	29,9	18,6	4,8	28,8	13,2	4,1	-15,7	-9,3	-4,5
Estabilidade (DL 165/2008)	5,1	3,7	2,0	5,5	3,6	1,7	5,3	3,7	1,0	5,4	3,4	0,9	6,4	2,9	0,9	5,5	3,3	1,6
Ajust. de aquisição de energia	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sobreproveito	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,5	0,3	0,2	0,5	0,3	0,2	0,5	0,3	0,1	0,5	0,3	0,1	0,6	0,3	0,1	0,5	0,3	0,1
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Total</b>	<b>25,1</b>	<b>18,0</b>	<b>9,2</b>	<b>32,5</b>	<b>21,0</b>	<b>9,3</b>	<b>47,1</b>	<b>32,3</b>	<b>8,2</b>	<b>77,4</b>	<b>47,7</b>	<b>11,5</b>	<b>85,2</b>	<b>38,5</b>	<b>11,0</b>	<b>83,5</b>	<b>49,0</b>	<b>23,1</b>

Unidades: EUR/kW/mês	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	-0,128	-0,128	-0,128	-0,128	-0,128	-0,128
Sobrecusto dos CAE	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346	0,346
Sobrecusto PRE (não DL90/2006)	0,473	0,473	0,473	0,473	0,473	0,473
<b>Total</b>	<b>0,691</b>	<b>0,691</b>	<b>0,691</b>	<b>0,691</b>	<b>0,691</b>	<b>0,691</b>

Os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-16.

**Quadro 4-16 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA II						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,691	0,0260	0,0189	0,0101	0,0101
AT	4	0,691	0,0334	0,0219	0,0102	0,0102
MT	4	0,691	0,0480	0,0333	0,0092	0,0091
BTE	4	0,691	0,0785	0,0487	0,0126	0,0126
BTN>	3	0,691	0,0863	0,0395	0,0120	
BTN< tri-horárias	3	0,691	0,0862	0,0510	0,0246	
BTN bi-horárias	2	0,691	0,0590		0,0246	
BTN simples	1	0,691	0,0455			

Os preços da tarifa de Uso Global do Sistema aplicáveis em pontos de entrega dos vários níveis de tensão e opções tarifárias, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, apresentam-se no Quadro 4-17.

**Quadro 4-17 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA						
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência contratada (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,691	0,0284	0,0213	0,0125	0,0125
AT	4	0,691	0,0359	0,0244	0,0127	0,0127
MT	4	0,691	0,0506	0,0359	0,0117	0,0116
BTE	4	0,691	0,0813	0,0515	0,0153	0,0152
BTN>	3	0,691	0,0891	0,0423	0,0147	
BTN< tri-horárias	3	0,691	0,0890	0,0538	0,0273	
BTN bi-horárias	2	0,691	0,0618		0,0273	
BTN simples	1	0,691	0,0483			



No Quadro 4-18 apresenta-se a desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-17.

**Quadro 4-18 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema**

PREÇOS DA TARIFA DE USO GLOBAL DO SISTEMA							
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada CMEC (EUR/kW.mês)						
	CMEC - EDP Gestão da Produção de Energia, SA				Componente de alisamento	CMEC - EDP Distribuição	
	Parcela Fixa		Parcela de acerto			Parcela de acerto	
	Renda Anual - valor inicial dos CMEC	Ajustamento	Renda anual ajustamento final CMEC	Ajustamento	Ajustamento	Devolução de valores do passado	Reversão serviços sistema
MAT	0,117	-0,006	0,033	0,004	0,000	-0,150	-0,126
AT	0,117	-0,006	0,033	0,004	0,000	-0,150	-0,126
MT	0,117	-0,006	0,033	0,004	0,000	-0,150	-0,126
BTE	0,117	-0,006	0,033	0,004	0,000	-0,150	-0,126
BTN>	0,117	-0,006	0,033	0,004	0,000	-0,150	-0,126
BTN< tri-horárias	0,117	-0,006	0,033	0,004	0,000	-0,150	-0,126
BTN bi-horárias	0,117	-0,006	0,033	0,004	0,000	-0,150	-0,126
BTN simples	0,117	-0,006	0,033	0,004	0,000	-0,150	-0,126

#### 4.4.3 TARIFAS DE USO DA REDE DE TRANSPORTE

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam a mesma estrutura tarifária e recuperam o conjunto de proveitos das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT, apresentadas no ponto 4.3.2.2 deste capítulo, adicionado do ajustamento a recuperar pelo operador da rede de distribuição por aplicação das tarifas aos clientes. Este ajustamento reflete a diferença entre os valores faturados pelo operador da rede de distribuição em MT e AT aos clientes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT.

Adicionalmente, estas duas tarifas diferem nas quantidades utilizadas para o seu cálculo, sendo que as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pela entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são medidas nos pontos de entrega da RNT ao operador da rede de distribuição e as quantidades das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores

da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado resultam das quantidades medidas nos contadores desses clientes ajustadas para perdas até à saída da RNT.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes dos mercados livre e regulado apresentam-se no Quadro 4-19 e no Quadro 4-20.

**Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT**

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM MAT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	1,385
		Contratada	0,101
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV		Horas de ponta	0,0007
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
Períodos II, III		Horas de ponta	0,0006
		Horas cheias	0,0006
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0005
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0231
		Capacitiva	0,0173

Quadro 4-20 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT

USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
	Horas de ponta		2,301
	Contratada		0,275
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0009
	Horas cheias		0,0008
	Horas de vazio normal		0,0007
	Horas de super vazio		0,0006
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0008
	Horas cheias		0,0008
	Horas de vazio normal		0,0007
	Horas de super vazio		0,0006
Energia reativa			(EUR/kvarh)
	Indutiva		-
	Capacitiva		-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-21.

Quadro 4-21 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE TRANSPORTE EM AT										
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência em horas de ponta (EUR/kW.mês)	Energia ativa (EUR/kWh)							
			Períodos I e IV				Períodos II e III			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
AT	4	2,738	0,0009	0,0008	0,0007	0,0006	0,0008	0,0008	0,0007	0,0006
MT	4	2,867	0,0009	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007
BTE	4	3,144	0,0010	0,0009	0,0008	0,0007	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007
BTN>	3	-	0,0389	0,0009	0,0007	0,0389	0,0009	0,0007	0,0007	0,0007
BTN< tri-horárias	3	-	0,0403	0,0009	0,0008	0,0403	0,0009	0,0008	0,0008	0,0008
BTN bi-horárias	2	-	0,0099		0,0008		0,0099		0,0008	
BTN simples	1	-	0,0063				0,0063			

#### 4.4.4 TARIFAS DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, MT e BT apresentam preços de potência contratada e em horas de ponta, preços de energia ativa diferenciados por período horário e preços de energia reativa indutiva e capacitiva.

Os preços de potência das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são determinados por aplicação de fatores multiplicativos aos custos incrementais de potência da rede de distribuição por nível de tensão, preservando-se a estrutura dos custos incrementais. Estes fatores multiplicativos são determinados tal que as tarifas de Uso da Rede de Distribuição aplicadas às quantidades previstas para 2021 proporcionam os proveitos permitidos em 2021, de acordo com o estabelecido no artigo 151.º do Regulamento Tarifário.

Às tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e de Uso da Rede de Distribuição em MT é aplicado o mesmo fator multiplicativo.

A estrutura de custos incrementais de potência contratada e em horas de ponta adotada em 2021 é determinada de acordo com o descrito no documento “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021”.

Os preços dos termos de energia ativa das tarifas de Uso da Rede de Distribuição são obtidos multiplicando os preços marginais de energia, por período horário, pelos respetivos fatores de ajustamento para perdas na rede de Distribuição, em cada nível de tensão.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição a aplicar pelos operadores da rede de distribuição apresentam-se nos quadros seguintes.

**Quadro 4-22 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT**

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	0,414
		Contratada	0,036
Energia ativa			(EUR/kWh)
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0009
		Horas cheias	0,0007
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0004
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0008
		Horas cheias	0,0007
		Horas de vazio normal	0,0005
		Horas de super vazio	0,0004
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0231
		Capacitiva	0,0173

Quadro 4-23 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	2,092
		Contratada	0,346
Energia ativa			(EUR/kWh)
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0026
		Horas cheias	0,0021
		Horas de vazio normal	0,0014
		Horas de super vazio	0,0010
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0024
		Horas cheias	0,0020
		Horas de vazio normal	0,0013
		Horas de super vazio	0,0010
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0252
		Capacitiva	0,0189

Quadro 4-24 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT

USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT			PREÇOS
Potência			(EUR/kW.mês)
		Horas de ponta	6,650
		Contratada	0,703
Energia ativa			(EUR/kWh)
	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0053
		Horas cheias	0,0044
		Horas de vazio normal	0,0031
		Horas de super vazio	0,0017
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,0049
		Horas cheias	0,0041
		Horas de vazio normal	0,0029
		Horas de super vazio	0,0017
Energia reativa			(EUR/kvarh)
		Indutiva	0,0318
		Capacitiva	0,0243

É de notar que, contrariamente à tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, estas tarifas são relativas apenas ao nível de tensão respetivo, não incluindo custos das redes de nível de tensão superior.

Os preços das tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT e em MT após conversão para os vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se nos quadros seguintes.

**Quadro 4-25 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM AT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
				Períodos I e IV				Períodos II e III					
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
AT	4	0,414	0,036	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	0,0008	0,0007	0,0005	0,0004	0,0231	0,0173
MT	4	0,488	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
BTE	4	0,535	-	0,0010	0,0008	0,0006	0,0004	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	-	-
BTN>	3	-	-	0,0074	0,0008		0,0005	0,0074	0,0008		0,0005	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0077	0,0008		0,0005	0,0077	0,0008		0,0005	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-		0,0024		0,0005		0,0024		0,0005	-	-
BTN simples	1	-	-			0,0017				0,0017		-	-

**Quadro 4-26 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM MT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
				Períodos I e IV				Períodos II e III					
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
MT	4	2,092	0,346	0,0026	0,0021	0,0014	0,0010	0,0024	0,0020	0,0013	0,0010	0,0252	0,0189
BTE	4	2,836	-	0,0028	0,0023	0,0015	0,0010	0,0026	0,0022	0,0014	0,0011	-	-
BTN>	3	-	-	0,0369	0,0022		0,0013	0,0369	0,0022		0,0013	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	-	0,0381	0,0023		0,0014	0,0381	0,0023		0,0014	-	-
BTN bi-horárias	2	-	-		0,0104		0,0014		0,0104		0,0014	-	-
BTN simples	1	-	-			0,0069				0,0069		-	-

Os preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, convertidos para os fornecimentos em BT, apresentam-se no quadro seguinte.

**Quadro 4-27 - Preços da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT**

PREÇOS DA TARIFA DE USO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT													
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
				Períodos I e IV				Períodos II e III					
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
BTE	4	6,650	0,703	0,0053	0,0044	0,0031	0,0017	0,0049	0,0041	0,0029	0,0017	0,0318	0,0243
BTN>	3	-	0,703	0,0264	0,0256		0,0026	0,0264	0,0256		0,0026	-	-
BTN< tri-horárias	3	-	0,703	0,0242	0,0233		0,0027	0,0242	0,0233		0,0027	-	-
BTN bi-horárias	2	-	0,703		0,0235		0,0027		0,0235		0,0027	-	-
BTN simples	2	-	0,703			0,0154				0,0154		-	-

## 4.5 TARIFAS POR ATIVIDADE DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Apresentam-se a seguir os preços das tarifas por atividade a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos a clientes finais.

De modo a determinar os preços a aplicar em cada nível de tensão e em cada opção tarifária, convertem-se os preços das tarifas por atividade, a aplicar pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos aos seus clientes para os diferentes níveis de tensão, por aplicação dos fatores de ajustamento para perdas. Para além disso, nas opções tarifárias com estrutura simplificada, os preços de potência são convertidos em preços de energia por período horário e alguns preços de energia são agregados.

### 4.5.1 TARIFA TRANSITÓRIA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa transitória de Energia deve refletir a estrutura de preços praticados no mercado grossista, respeitando-se a estrutura dos custos marginais de energia. Para esse efeito os custos marginais são escalados de modo a assegurar-se a recuperação dos proveitos permitidos em 2021 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escala multiplicativo adotado é igual por período horário.

Os custos marginais a utilizar no cálculo desta tarifa foram determinados de acordo com o descrito no documento da “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021”.

Os preços da tarifa transitória de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso são apresentados no quadro seguinte.

**Quadro 4-28 - Preços da tarifa transitória de Energia**

ENERGIA			PREÇOS
Energia ativa			(EUR/kWh)
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0619
	Horas cheias		0,0579
	Horas de vazio normal		0,0466
	Horas de super vazio		0,0412
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0574
	Horas cheias		0,0541
	Horas de vazio normal		0,0445
	Horas de super vazio		0,0433

Os preços da tarifa transitória de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-29.

**Quadro 4-29 - Preços da tarifa transitória de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	Nº períodos horários	Energia ativa (EUR/kWh)							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MT	4	0,0659	0,0612	0,0487	0,0428	0,0610	0,0571	0,0466	0,0449
BTE	4	0,0722	0,0665	0,0524	0,0447	0,0669	0,0621	0,0501	0,0470
BTN>	3	0,0701	0,0642	0,0495		0,0701	0,0642	0,0495	
BTN< tri-horárias	3	0,0713	0,0650	0,0503		0,0713	0,0650	0,0503	
BTN bi-horárias	2	0,0664		0,0503		0,0664		0,0503	
BTN simples	1	0,0596				0,0596			

No que se refere aos parâmetros  $\beta_t$  e  $\mu_t$ , previstos no artigo 144.º - A do Regulamento Tarifário, em 2021 mantêm-se os valores de 2020:

$$\beta_t = 0,5$$

$$\mu_t = 0,01 \text{ €/kWh}$$

#### 4.5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN apresentam uma estrutura binómia sendo constituídas por um termo fixo e um preço de energia sem diferenciação horária.

Os preços das tarifas de Comercialização aplicáveis aos fornecimentos em MT, BTE e BTN são calculados tendo em conta a estrutura de custos médios e as regras de escalamento descritas no documento “Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021”.

Os preços das tarifas de Comercialização a aplicar pelo comercializador de último recurso apresentam-se no quadro seguinte.



Quadro 4-30 - Preços das tarifas de Comercialização

COMERCIALIZAÇÃO EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
	0,18	0,0059	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0000		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
	7,48	0,2459	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0008		
COMERCIALIZAÇÃO EM BTN		PREÇOS	
Termo tarifário fixo	(EUR/mês)	(EUR/dia) *	
	0,95	0,0312	
Energia ativa	(EUR/kWh)		
	0,0054		

\* RRC art. 119.º, n.º 6

#### 4.6 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

Às entregas a clientes dos operadores das redes de distribuição aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes.

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar pelos operadores das redes de distribuição às entregas dos seus clientes resultam da adição das tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso das Redes de Distribuição.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem em 2021.

Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Acesso às Redes

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	1,385	0,0455
	Contratada	0,792	0,0260
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0291	
	Horas cheias	0,0219	
	Horas de vazio normal	0,0130	
	Horas de super vazio	0,0130	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0290	
	Horas cheias	0,0219	
	Horas de vazio normal	0,0130	
	Horas de super vazio	0,0130	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0231	
	Capacitiva	0,0173	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS	
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta	3,152	0,1036
	Contratada	0,727	0,0239
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0377	
	Horas cheias	0,0259	
	Horas de vazio normal	0,0139	
	Horas de super vazio	0,0137	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0375	
	Horas cheias	0,0259	
	Horas de vazio normal	0,0139	
	Horas de super vazio	0,0137	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0231	
	Capacitiva	0,0173	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta		5,447	0,1791
	Contratada		1,037	0,0341
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0550	
	Horas cheias		0,0397	
	Horas de vazio normal		0,0143	
	Horas de super vazio		0,0136	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0548	
	Horas cheias		0,0394	
	Horas de vazio normal		0,0142	
	Horas de super vazio		0,0137	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
	Indutiva		0,0252	
	Capacitiva		0,0189	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta		13,165	0,4328
	Contratada		1,394	0,0458
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0914	
	Horas cheias		0,0599	
	Horas de vazio normal		0,0213	
	Horas de super vazio		0,0190	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0907	
	Horas cheias		0,0595	
	Horas de vazio normal		0,0208	
	Horas de super vazio		0,0191	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
	Indutiva		0,0318	
	Capacitiva		0,0243	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa tri-horária	27,6		38,56	1,2677
	34,5		48,20	1,5847
	41,4		57,84	1,9016
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1987	
	Horas cheias		0,0718	
	Horas de vazio		0,0198	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,61	0,0529
		2,3	3,21	0,1055
		3,45	4,82	0,1585
		4,6	6,43	0,2114
		5,75	8,03	0,2640
		6,9	9,64	0,3169
		10,35	14,46	0,4754
		13,8	19,28	0,6339
		17,25	24,10	0,7923
	20,7	28,92	0,9508	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,0786	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1080	
Tarifa tri-horária		Horas de vazio	0,0327	
	Horas de ponta	0,1993		
	Horas cheias	0,0811		
	Horas de vazio	0,0327		

\* RRC art. 119,º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ( $IP \leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Contratada		1,397	0,0459
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1987	
		Horas cheias	0,0718	
		Horas de vazio	0,0198	

\* RRC art. 119,º, n.º 6

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ( $IP \leq 20,7$ kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Contratada		1,397	0,0459
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,0786	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1080	
Tarifa tri-horária		Horas de vazio	0,0327	
	Horas de ponta	0,1993		
	Horas cheias	0,0811		
	Horas de vazio	0,0327		

\* RRC art. 119,º, n.º 6

De acordo com as regras de faturação de IP, deverá ser aplicada a cada um dos pontos virtuais que agregam todos os circuitos de IP alimentados pelo mesmo Posto de Transformação, a respetiva opção tarifária de acesso às redes, sendo que estas opções tarifárias dependem do valor da potência contratada. Para valores

de potência contratada superior a 41,4 kVA aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes de BTE, para valores de potência contratada inferiores a 41,4 kVA aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes em BTN.

O Regulamento de Relações Comerciais estabelece que os comercializadores informem, anualmente, os seus clientes sobre o peso dos custos de interesse económico geral na faturação de Acesso às Redes. Para o ano 2021, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

**Quadro 4-32 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral**

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	74%
AT	67%
MT	61%
BTE	63%
BTN > 20,7 kVA	60%
BTN ≤ 20,7 kVA	66%

#### 4.7 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS OPERADORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO E COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO EXCLUSIVAMENTE EM BT

As tarifas de Acesso às Redes para os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT (ORD BT) resultam da adição das seguintes parcelas: uso da rede de transporte em AT (URT AT) e uso da rede de distribuição em alta tensão (URD AT) convertidas para MT, uso da rede de distribuição em média tensão (URD MT), adicionada da tarifa de uso global do sistema (UGS) aplicável às entregas em BT ajustada para o nível de tensão em MT.

Pretende-se com esta tarifa de acesso às redes garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG pagos pelos clientes dos ORD BT, garantindo-se a sua transferência ao longo da cadeia de valor e consequentemente a sua devolução ao ORD AT/ MT. Esta alteração introduzida em 2018 permite ainda tratar em condições de igualdade os ORD BT, independentemente da modalidade escolhida para efeitos de faturação da energia, no que respeita à tarifa de acesso às redes.

Esta alteração tem impactos no valor da faturação do acesso às redes entre o ORD AT/MT e os ORD BT e entre o ORD AT/MT e os comercializadores que abasteçam comercializadores de último recurso exclusivamente em baixa tensão, que tenham optado pela faturação por aplicação da tarifa de acesso às redes em MT.

Os preços desta tarifa foram calculados de modo a repercutir o diferencial de preços entre a tarifa de Uso Global do Sistema em BT, ajustada para perdas para a rede em MT, e a tarifa de Uso Global do Sistema em MT. Por forma a mitigar os impactes tarifários da presente alteração a repercussão do diferencial referido foi implementada de forma gradual a partir das tarifas e preços do ano 2018. Com efeito, as tarifas de Acesso às Redes para os operadores da rede de distribuição exclusivamente em BT para o ano 2021 refletem, tal como no ano de 2020, integralmente o estabelecido no Regulamento Tarifário do setor elétrico.<sup>56</sup>

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, para o ano de 2021, apresentam-se no quadro seguinte:

---

<sup>56</sup> Número 3 do artigo 25.º do Regulamento Tarifário do setor elétrico n.º 619/2017, de 18 de dezembro, com as alterações aprovadas pelo Regulamento n.º 76/2019, de 18 de janeiro.

**Quadro 4-33 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AOS ORD E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT			PREÇOS	
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
	Horas de ponta		5,447	0,1791
	Contratada		1,037	0,0341
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta		0,0833	
	Horas cheias		0,0513	
	Horas de vazio normal		0,0249	
	Horas de super vazio		0,0241	
Períodos II, III	Horas de ponta		0,0831	
	Horas cheias		0,0510	
	Horas de vazio normal		0,0248	
	Horas de super vazio		0,0242	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
	Indutiva		0,0252	
	Capacitiva		0,0189	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT repartidos pelas várias tarifas por atividade apresentam-se no Quadro 4-34.

**Quadro 4-34 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias**

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM A TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT APLICÁVEL AOS ORD E AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT													
Tarifas por Atividade	Nº períodos horários	Potência (EUR/kW.mês)		Energia ativa (EUR/kWh)								Energia reativa (EUR/kvarh)	
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Indutiva	Capacitiva
Uso Global do Sistema	4	-	0,6910	0,0789	0,0475	0,0223	0,0221	0,0789	0,0475	0,0223	0,0221	-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	4	2,8670	-	0,0009	0,0009	0,0007	0,0006	0,0009	0,0008	0,0007	0,0007	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,4880	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0004	0,0009	0,0007	0,0005	0,0004	-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	2,0920	0,3460	0,0026	0,0021	0,0014	0,0010	0,0024	0,0020	0,0013	0,0010	0,0252	0,0189
OLMC	-	-	0,0001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

#### 4.8 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO

O atual regime jurídico do autoconsumo, que compreende a disciplina da atividade de produção associada às instalações de utilização do autoconsumidor de energia renovável, foi instituído em 2019. Foi estabelecido, igualmente, o regime jurídico das comunidades de energia renovável (CER), procedendo-se à transposição parcial da Diretiva 2018/2001 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 11 de dezembro de 2018, relativa à promoção da utilização de energia de fontes renováveis [Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro].

O diploma produziu efeitos a partir de 1 de janeiro de 2020, embora para um conjunto restrito de situações. Os projetos a implementar em 2020 são aqueles em que a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) se encontra no mesmo nível de tensão da instalação de utilização (IU) e em que haja um sistema de contagem inteligente instalado. A partir de 1 de janeiro de 2021 já serão possíveis todos os projetos previstos legalmente, incluindo aqueles em que a UPAC e a IU se encontram ligados em níveis de tensão distintos [art.º 32.º].

O Regulamento do Autoconsumo de energia elétrica (RAC) da ERSE, aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, bem como a regulamentação aprovada pela DGEG [Regulamento Técnico e de Qualidade e Regulamento de Inspeção e Certificação], estabeleceram as regras necessárias à implementação do regime do autoconsumo, desde logo aos projetos previstos para 2020, Decreto-Lei n.º 162/2019 [art. 32.º n.º 2].

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 162/2019, art. 2.º, alínea d)]. O autoconsumo pode ser realizado por autoconsumidores individuais ou coletivos, tendo subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo. O autoconsumidor individual é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio nas suas instalações [art.º 2.º, alínea e)] e o autoconsumo coletivo tem como requisito a proximidade entre os seus membros e as próprias UPAC [art.º 5.º], o mesmo sucedendo com as CER [art.º 2.º, alínea j)]. No entanto, é possível associar em autoconsumo instalações que, estando próximas, estejam ainda assim interligadas através da rede elétrica de serviço público (RESP).

Nas situações em que a RESP é utilizada para veicular energia elétrica entre a UPAC e a IU, aplicam-se tarifas de acesso às redes, determinadas pela ERSE [art.º 8, alínea e)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 18.º]:



- Correspondem às tarifas de acesso às redes aplicáveis ao consumo do nível de tensão de ligação com a IU, deduzidas, parcial ou totalmente, das tarifas de uso das redes de níveis de tensão a montante da ligação da UPAC, dependendo se há ou não inversão do fluxo de energia na RESP para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.
- Pode haver lugar à dedução de parte ou da totalidade dos encargos correspondentes aos CIEG, por despacho do Governo. Na ausência dessa decisão, a ERSE define essa eventual dedução, tendo em conta os benefícios para o sistema da produção em regime de autoconsumo, bem como a inexistência de encargos desproporcionais para a sustentabilidade financeira a longo prazo do sistema elétrico nacional (SEN).

#### 4.8.1 INVERSÃO DE FLUXO NAS REDES A MONTANTE DA UPAC

A dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da UPAC é total ou parcial dependendo da situação concreta da UPAC no que se refere à avaliação sobre se há ou não inversão do fluxo de energia na rede pública para montante do nível de tensão de ligação da UPAC.

Os critérios para determinar se uma UPAC está em situação de inversão de fluxo a montante não estão concretizados no diploma que estabelece o regime do autoconsumo. A ERSE, aquando da elaboração do Regulamento do Autoconsumo, optou por equiparar, por simplificação, as situações com inversão de fluxo às situações sem inversão em termos de preços das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.

Ao mesmo tempo, a ERSE identificou a necessidade de discutir esta questão durante 2020, com casos práticos de implementação de projetos de autoconsumo e com dados das redes sobre as ocorrências de inversão de fluxo. A concretização dos aspetos relativos a situações de inversão de fluxo implica, desde logo, definir o conceito de inversão de fluxo, em particular, qual a granularidade e a periodicidade em que será feita a análise.

Nesse sentido, a E-Redes enviou à ERSE uma análise preliminar das situações de inversão de fluxo nos postos de transformação e subestações das suas redes, relativas aos anos de 2018 e 2019. Dessa análise resultou que as situações identificadas têm ainda significado negligenciável. Adicionalmente, não são conhecidos, até ao momento, projetos de autoconsumo que envolvam a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e IU. Assim, a ERSE mantém para 2021 a opção tomada em 2020, de equipar

as situações com inversão de fluxo às situações sem inversão de fluxo, em termos de preços das tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP.

#### 4.8.2 ISENÇÃO DE CIEG

Em 2020 o Governo determinou as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre as tarifas de acesso às redes [Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho]. A isenção aplica-se a projetos de autoconsumo que obtenham condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2021 [n.º 1], tem como condição de acesso a inexistência de contrato de interruptibilidade [n.º 2] e vigora durante sete anos após a verificação da elegibilidade [n.º 3, alínea a), subalínea ii) e alínea b), subalínea ii)].

O despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual, e isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de CER. A isenção incide sobre a totalidade dos CIEG previstos na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro.

Para 2021, as deduções de CIEG correspondentes às modalidades de isenção previstas no Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho são as constantes do Quadro 4-35 e do Quadro 4-36.

**Quadro 4-35 - Montantes de CIEG a deduzir nas Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%**

CIEG A DEDUZIR À TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO DE 50%								
Níveis de tensão e opções tarifárias	Energia ativa (EUR/kWh)							
	Períodos I e IV				Períodos II e III			
	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0125	0,0090	0,0046	0,0046	0,0125	0,0090	0,0046	0,0046
AT	0,0162	0,0105	0,0047	0,0047	0,0162	0,0105	0,0047	0,0047
MT	0,0235	0,0162	0,0041	0,0041	0,0235	0,0162	0,0041	0,0041
BTE	0,0387	0,0239	0,0058	0,0058	0,0387	0,0239	0,0058	0,0058
BTN>	0,0426	0,0192	0,0055		0,0426	0,0192	0,0055	
BTN< tri-horárias	0,0418	0,0245	0,0116		0,0418	0,0245	0,0116	
BTN bi-horárias	0,0284		0,0116		0,0284		0,0116	
BTN simples	0,0218				0,0218			

**Quadro 4-36 - Montantes de CIEG a deduzir nas Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%**

CIEG A DEDUZIR À TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO DE 100%								
Níveis de tensão e opções tarifárias	Energia ativa (EUR/kWh)							
	Períodos I e IV				Períodos II e III			
	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0251	0,0180	0,0092	0,0092	0,0251	0,0180	0,0092	0,0092
AT	0,0325	0,0210	0,0093	0,0093	0,0325	0,0210	0,0093	0,0093
MT	0,0471	0,0323	0,0082	0,0082	0,0471	0,0323	0,0082	0,0082
BTE	0,0774	0,0477	0,0115	0,0115	0,0774	0,0477	0,0115	0,0115
BTN>	0,0852	0,0385	0,0110		0,0852	0,0385	0,0110	
BTN< tri-horárias	0,0835	0,0490	0,0231		0,0835	0,0490	0,0231	
BTN bi-horárias	0,0569		0,0231		0,0569		0,0231	
BTN simples	0,0437				0,0437			

#### 4.8.3 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS AO AUTOCONSUMO

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP têm por base as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo no nível de tensão da IU (o qual é fornecido por um comercializador). Assim, são tarifas aplicáveis do lado do consumo e são determinadas no referencial da IU [RAC, art.º 38.º, n.º 3] e a sua estrutura replica a das tarifas que lhe estão subjacentes, assumindo nível de tensão, ciclo de contagem e períodos tarifários coincidentes com os das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo da IU fornecido por um comercializador [RAC, art.º 38.º, n.º 4].

As tarifas são compostas por: i) preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por mês; ii) preços de energia ativa, definidos em Euros por kWh [RAC, art.º 38.º, n.º 1]. Esta estrutura não inclui a potência contratada e a energia reativa como variáveis de faturação, uma vez que são cobradas na íntegra no fornecimento do comercializador da IU [RAC, art.º 41.º].

Recorde-se que as tarifas de Acesso às Redes do autoconsumo aplicam-se à fração do consumo que provém da UPAC, sendo que para o restante consumo, suprido ao abrigo de um contrato com um comercializador ou agente de mercado, continuam a aplicar-se as habituais tarifas de Acesso às Redes. Acresce que, no caso de haver excedentes da UPAC (energia não atribuída ao consumo de IU), esses excedentes podem ser

transacionados, situação em que se aplica a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores [RAC, art.º 40.º].

As quantidades de potência em horas de ponta e de energia ativa para faturação são determinadas conforme estabelecido no Regulamento do Autoconsumo.

As tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica aplicáveis ao autoconsumo através da RESP são as constantes do Quadro 4-37 ao Quadro 4-39. As tarifas do Quadro 4-37 aplicam-se aos autoconsumidores individuais ou a entidades gestoras do autoconsumo coletivo (EGAC), no caso de projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG, as tarifas do Quadro 4-38 aos autoconsumidores individuais que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG e as tarifas do Quadro 4-39 às EGAC, no caso de projetos que beneficiem de 100% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.

Note-se que, que as tarifas aplicáveis dependem do nível de tensão da instalação de utilização e também do nível de tensão da UPAC. Por esse motivo, os quadros abaixo fazem referência ao nível de tensão e opção de fornecimento da IU, assim como ao nível de tensão da UPAC.

**Quadro 4-37 - Preços das Tarifas de Acesso a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - SEM ISENÇÃO DE CIEG											
Níveis de tensão e opções tarifárias da IU	Níveis de tensão da UPAC	Potência em horas de ponta		Energia ativa (EUR/kWh)							
				Períodos I e IV				Períodos II e III			
		[EUR/(kW.mês)]	[EUR/(kW.dia)] *	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	1,385	0,0455	0,0291	0,0219	0,0130	0,0130	0,0290	0,0219	0,0130	0,0130
AT	AT	0,414	0,0136	0,0368	0,0251	0,0132	0,0131	0,0367	0,0251	0,0132	0,0131
	MAT	3,152	0,1036	0,0377	0,0259	0,0139	0,0137	0,0375	0,0259	0,0139	0,0137
MT	MT	2,092	0,0688	0,0532	0,0380	0,0131	0,0126	0,0530	0,0379	0,0130	0,0126
	AT	2,580	0,0848	0,0541	0,0388	0,0136	0,0130	0,0539	0,0386	0,0135	0,0130
	MAT	5,447	0,1791	0,0550	0,0397	0,0143	0,0136	0,0548	0,0394	0,0142	0,0137
BTE	BT	6,650	0,2186	0,0866	0,0559	0,0184	0,0169	0,0862	0,0556	0,0182	0,0169
	MT	9,486	0,3118	0,0894	0,0582	0,0199	0,0179	0,0888	0,0578	0,0196	0,0180
	AT	10,021	0,3294	0,0904	0,0590	0,0205	0,0183	0,0897	0,0586	0,0201	0,0184
	MAT	13,165	0,4328	0,0914	0,0599	0,0213	0,0190	0,0907	0,0595	0,0208	0,0191
BTN>	BT	n.a.		0,1155	0,0679	0,0173		0,1155	0,0679	0,0173	
	MT			0,1524	0,0701	0,0186		0,1524	0,0701	0,0186	
	AT			0,1598	0,0709	0,0191		0,1598	0,0709	0,0191	
	MAT			0,1987	0,0718	0,0198		0,1987	0,0718	0,0198	
BTN< tri-horária	BT	n.a.		0,1132	0,0771	0,0300		0,1132	0,0771	0,0300	
	MT			0,1513	0,0794	0,0314		0,1513	0,0794	0,0314	
	AT			0,1590	0,0802	0,0319		0,1590	0,0802	0,0319	
	MAT			0,1993	0,0811	0,0327		0,1993	0,0811	0,0327	
BTN bi-horária	BT	n.a.		0,0853		0,0300		0,0853		0,0300	
	MT			0,0957		0,0314		0,0957		0,0314	
	AT			0,0981		0,0319		0,0981		0,0319	
	MAT			0,1080		0,0327		0,1080		0,0327	
BTN simples	BT	n.a.		0,0637				0,0637			
	MT			0,0706				0,0706			
	AT			0,0723				0,0723			
	MAT			0,0786				0,0786			

\* RRC art. 119.º, n.º 6

**Quadro 4-38 - Preços das Tarifas de Acesso a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 50% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO 50% DE CIEG											
Níveis de tensão e opções tarifárias da IU	Níveis de tensão da UPAC	Potência em horas de ponta		Energia ativa (EUR/kWh)							
		[EUR/(kW.mês)]	[EUR/(kW.dia)] *	Períodos I e IV				Períodos II e III			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	1,385	0,0455	0,0166	0,0129	0,0084	0,0084	0,0165	0,0129	0,0084	0,0084
AT	AT	0,414	0,0136	0,0206	0,0146	0,0085	0,0084	0,0205	0,0146	0,0085	0,0084
	MAT	3,152	0,1036	0,0215	0,0154	0,0092	0,0090	0,0213	0,0154	0,0092	0,0090
MT	MT	2,092	0,0688	0,0297	0,0218	0,0090	0,0085	0,0295	0,0217	0,0089	0,0085
	AT	2,580	0,0848	0,0306	0,0226	0,0095	0,0089	0,0304	0,0224	0,0094	0,0089
	MAT	5,447	0,1791	0,0315	0,0235	0,0102	0,0095	0,0313	0,0232	0,0101	0,0096
BTE	BT	6,650	0,2186	0,0479	0,0320	0,0126	0,0111	0,0475	0,0317	0,0124	0,0111
	MT	9,486	0,3118	0,0507	0,0343	0,0141	0,0121	0,0501	0,0339	0,0138	0,0122
	AT	10,021	0,3294	0,0517	0,0351	0,0147	0,0125	0,0510	0,0347	0,0143	0,0126
	MAT	13,165	0,4328	0,0527	0,0360	0,0155	0,0132	0,0520	0,0356	0,0150	0,0133
BTN>	BT	n.a.		0,0729	0,0487	0,0118		0,0729	0,0487	0,0118	
	MT			0,1098	0,0509	0,0131		0,1098	0,0509	0,0131	
	AT			0,1172	0,0517	0,0136		0,1172	0,0517	0,0136	
	MAT			0,1561	0,0526	0,0143		0,1561	0,0526	0,0143	
BTN< tri-horária	BT	n.a.		0,0714	0,0526	0,0184		0,0714	0,0526	0,0184	
	MT			0,1095	0,0549	0,0198		0,1095	0,0549	0,0198	
	AT			0,1172	0,0557	0,0203		0,1172	0,0557	0,0203	
	MAT			0,1575	0,0566	0,0211		0,1575	0,0566	0,0211	
BTN bi-horária	BT	n.a.		0,0569		0,0184		0,0569		0,0184	
	MT			0,0673		0,0198		0,0673		0,0198	
	AT			0,0697		0,0203		0,0697		0,0203	
	MAT			0,0796		0,0211		0,0796		0,0211	
BTN simples	BT	n.a.		0,0419				0,0419			
	MT			0,0488				0,0488			
	AT			0,0505				0,0505			
	MAT			0,0568				0,0568			

\* RRC art. 119.º, n.º 6

**Quadro 4-39 - Preços das Tarifas de Acesso a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 100% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DO AUTOCONSUMO ATRAVÉS DA RESP - ISENÇÃO 100% DE CIEG											
Níveis de tensão e opções tarifárias da IU	Níveis de tensão da UPAC	Potência em horas de ponta		Energia ativa (EUR/kWh)							
		[EUR/(kW.mês)]	[EUR/(kW.dia)] *	Períodos I e IV				Períodos II e III			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	1,385	0,0455	0,0040	0,0039	0,0038	0,0038	0,0039	0,0039	0,0038	0,0038
AT	AT	0,414	0,0136	0,0043	0,0041	0,0039	0,0038	0,0042	0,0041	0,0039	0,0038
	MAT	3,152	0,1036	0,0052	0,0049	0,0046	0,0044	0,0050	0,0049	0,0046	0,0044
MT	MT	2,092	0,0688	0,0061	0,0057	0,0049	0,0044	0,0059	0,0056	0,0048	0,0044
	AT	2,580	0,0848	0,0070	0,0065	0,0054	0,0048	0,0068	0,0063	0,0053	0,0048
	MAT	5,447	0,1791	0,0079	0,0074	0,0061	0,0054	0,0077	0,0071	0,0060	0,0055
BTE	BT	6,650	0,2186	0,0092	0,0082	0,0069	0,0054	0,0088	0,0079	0,0067	0,0054
	MT	9,486	0,3118	0,0120	0,0105	0,0084	0,0064	0,0114	0,0101	0,0081	0,0065
	AT	10,021	0,3294	0,0130	0,0113	0,0090	0,0068	0,0123	0,0109	0,0086	0,0069
	MAT	13,165	0,4328	0,0140	0,0122	0,0098	0,0075	0,0133	0,0118	0,0093	0,0076
BTN>	BT	n.a.		0,0303	0,0294	0,0063		0,0303	0,0294	0,0063	
	MT			0,0672	0,0316	0,0076		0,0672	0,0316	0,0076	
	AT			0,0746	0,0324	0,0081		0,0746	0,0324	0,0081	
	MAT			0,1135	0,0333	0,0088		0,1135	0,0333	0,0088	
BTN< tri-horária	BT	n.a.		0,0297	0,0281	0,0069		0,0297	0,0281	0,0069	
	MT			0,0678	0,0304	0,0083		0,0678	0,0304	0,0083	
	AT			0,0755	0,0312	0,0088		0,0755	0,0312	0,0088	
	MAT			0,1158	0,0321	0,0096		0,1158	0,0321	0,0096	
BTN bi-horária	BT	n.a.		0,0284		0,0069		0,0284		0,0069	
	MT			0,0388		0,0083		0,0388		0,0083	
	AT			0,0412		0,0088		0,0412		0,0088	
	MAT			0,0511		0,0096		0,0511		0,0096	
BTN simples	BT	n.a.		0,0200				0,0200			
	MT			0,0269				0,0269			
	AT			0,0286				0,0286			
	MAT			0,0349				0,0349			

\* RRC art. 119.º, n.º 6

## 4.9 TARIFAS DA MOBILIDADE ELÉTRICA

O regime jurídico da mobilidade elétrica, que compreende a organização, o acesso e o exercício das atividades de mobilidade elétrica, foi instituído em 2010. Este regime determina que a atividade de gestão de operações da rede de mobilidade elétrica está sujeita a regulação pela ERSE [Decreto-Lei n.º 39/2010, de 26 de abril, alterado pelo Decreto-Lei n.º 170/2012, de 1 de agosto, e pelo Decreto-Lei n.º 90/2014, de 11 de junho].

Os termos e condições do exercício da atividade são os que decorrem da lei e do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), aprovado pela ERSE [Regulamento n.º 464/2011, de 3 de agosto, alterado pelo Regulamento ERSE n.º 7/2019, de 11 de outubro].

O RME estabelece as seguintes tarifas no âmbito da mobilidade elétrica [art.º 39.º]:

- Tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME), as quais são aplicáveis aos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME), aos operadores de pontos de carregamento (OPC) e aos detentores de pontos de carregamento de acesso privativo (DPC).
- Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos (UVE), em pontos de carregamento com ponto de entrega da rede elétrica de serviço público (RESP) à rede da mobilidade elétrica em BT ou em MT.
- Tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM, aplicável pelas respetivas concessionárias, para aprovisionamento dos CEME para carregamentos nas regiões autónomas.

Estas tarifas são fixadas uma vez por ano para o período compreendido entre 1 de janeiro e 31 de dezembro. Os procedimentos associados à fixação e atualização das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica e das tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM são os definidos no Regulamento Tarifário do setor elétrico, enquanto que para as tarifas da EGME a ERSE elabora uma proposta para o ano seguinte, até 15 de outubro de cada ano, e envia-a ao Conselho Tarifário do setor elétrico, para efeitos de emissão de parecer, e à EGME, para recolha de comentários e sugestões [art.º 40.º do RME].



Aplicam-se a estas tarifas o ciclo diário e o ciclo semanal, de acordo com o Artigo 31.º do Regulamento Tarifário [art.º 48.º do RME].

#### 4.9.1 TARIFAS DA EGME APLICÁVEIS AOS CEME, AOS OPC E AOS DPC

A EGME é a entidade responsável por desenvolver e disponibilizar sistemas de informação, comunicação e serviços adequados e que garantam a concretização das obrigações e direitos dos UVE, CEME, OPC e DPC. As tarifas aplicadas pela EGME aos CEME, aos OPC e aos DPC devem proporcionar o montante de proveitos permitidos da atividade de Gestão de Operações da Rede de Mobilidade Elétrica, quando aplicadas às quantidades previstas [art.º 10.º do RME].

O estabelecimento dos proveitos permitidos da atividade regulada da EGME carece do envio pela EGME à ERSE da informação para efeitos de cálculo das tarifas, a vigorar no primeiro ano, com uma antecedência mínima de seis meses, em relação à data em que se prevê a entrada em vigor das referidas tarifas. Até à aprovação das tarifas nos termos previstos no RME, os valores das tarifas da EGME aplicáveis aos CEME, aos OPC e aos DPC, são de zero euros [art.º 104.º do RME].

Uma vez que a ERSE não recebeu atempadamente a informação necessária ao cálculo das tarifas da EGME, estas assumem o valor de zero euros. A ERSE encontra-se a analisar a informação recebida e, durante 2021, elaborará uma proposta de tarifas da EGME a enviar ao Conselho Tarifário do setor elétrico, para efeitos de emissão de parecer, e à EGME, para recolha de comentários e sugestões, de modo a que estas tarifas entrem em vigor ainda no decurso de 2021.

#### 4.9.2 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES DE ENERGIA ELÉTRICA PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica aplicam-se às entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, tanto em Portugal continental como na RAA e na RAM [art.º 39.º do RME]. Estas tarifas são faturadas pelos ORD aos comercializadores do setor elétricos (CSE) que aprovisionem os CEME com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e aos agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [art.º 9.º do RME].

Existem duas tarifas distintas, em função do nível de tensão do ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica (nível de tensão em que se encontra ligada a instalação elétrica do ponto de

carregamento) ser em BT ou em MT [art.º 45.º do RME]. Esta separação resulta da alteração do RME em 2019 e permite aplicar de forma mais coerente as tarifas de acesso às redes aplicáveis à mobilidade elétrica. Na situação em que o ponto de entrega está ligado em MT não é utilizada a rede de distribuição em BT, pelo que, ao abrigo do princípio da aditividade tarifária, não devem os seus utilizadores ser onerados com o pagamento da rede que não utilizam para efeitos do carregamento.

O cálculo subjacente a estas tarifas é então [art.º 45.º do RME]:

- Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN.
- Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida da Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT são convertidos para preços de energia por período tarifário [art.º 45.º do RME].

A opção por uma estrutura apenas com preços de energia e, por isso, sem preços de potência contratada, resulta do facto de a carga a satisfazer (veículos automóveis) variar no tempo e no espaço. Esta variação espacial obriga a variabilizar os conceitos de potência contratada, convertendo-os em preços de energia, através do fator de utilização da potência contratada da tarifa de acesso às redes tri-horária, que resulta do quociente entre as quantidades previstas para a energia e as quantidades previstas para a potência contratada. O fator de utilização determinado para 2021 é de 1968 h/mês <sup>57</sup>.

Com esta conversão assegura-se a neutralidade em termos de pagamentos, pois os preços de energia destas tarifas são superiores aos preços de energia das opções tarifárias bi-horárias e tri-horárias em BTN, com o diferencial a corresponder à recuperação dos custos de potência contratada.

---

<sup>57</sup> Quantidades totais de energia: 1 466 457 533 kWh. Quantidades totais de potência contratada: 745 145 kW/mês. Inclui as quantidades relativas à regra de faturação da IP.

O facto de a estrutura de preços destas tarifas apresentar diferenciação horária (no caso, bi-horária e tri-horária) permite garantir a inexistência de subsidiação cruzada com as restantes tarifas de acesso às redes de energia elétrica.

As quantidades de energia ativa para faturação são determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [art.º 45.º do RME].

As tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis a todas as entregas da rede de mobilidade elétrica a UVE, são as constantes do Quadro 4-40 e do Quadro 4-41.

**Quadro 4-40 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,1793
	Horas cheias	0,0620
	Horas de vazio	0,0342
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0887
	Horas de vazio	0,0342

**Quadro 4-41 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, em pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2078
	Horas cheias	0,0896
	Horas de vazio	0,0412
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1165
	Horas de vazio	0,0412

A repartição pelas várias tarifas por atividade dos preços das tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-42 e no Quadro 4-43.

**Quadro 4-42 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, tri-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade**

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES TRI-HORÁRIAS PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA			
Tarifas por Atividade	Energia ativa (EUR/kWh)		
	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	0,0932	0,0580	0,0315
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0403	0,0009	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0077	0,0008	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0381	0,0023	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0285	0,0276	0,0070
OLMC	0,0000	0,0000	0,0000

**Quadro 4-43 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes de Energia Elétrica para a Mobilidade Elétrica, bi-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade**

PREÇOS DAS TARIFAS POR ATIVIDADE QUE COMPÕEM AS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES BI-HORÁRIAS PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA		
Tarifas por Atividade	Energia ativa (EUR/kWh)	
	Horas de fora de vazio	Horas de vazio
Uso Global do Sistema	0,0660	0,0315
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0099	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0024	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0104	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0278	0,0070
OLMC	0,0000	0,0000

#### 4.9.3 TARIFAS DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEIS À MOBILIDADE ELÉTRICA NAS RA

As tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica, na RAA e na RAM, aplicam-se aos fornecimentos de eletricidade a realizar, respetivamente, pela concessionária do transporte e distribuição da RAA e pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM, aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [art.º 39.º do RME]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nas regiões <sup>58</sup>.

Estas tarifas são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh [art.º 46.º e art.º 47.º do RME]. Os preços resultam da soma dos preços das seguintes tarifas, aplicáveis a cada região autónoma:

- Tarifa de Energia aplicável às entregas em BTN, com estrutura tri-horária ou bi-horária.
- Tarifa de Comercialização aplicável às entregas em BTN, convertida para preços de energia por período horário.

<sup>58</sup> Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

As quantidades associadas à energia ativa entregue à rede de mobilidade elétrica devem ser determinadas nos pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica, na respetiva região autónoma.

A tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA consta do Quadro 4-44 e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM no Quadro 4-45.

**Quadro 4-44 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA**

TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA NA RAA		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0775
	Horas cheias	0,0713
	Horas de vazio	0,0565
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0727
	Horas de vazio	0,0565

**Quadro 4-45 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM**

TARIFA DE ENERGIA E COMERCIALIZAÇÃO APLICÁVEL À MOBILIDADE ELÉTRICA NA RAM		PREÇOS
Energia ativa		(EUR/kWh)
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0775
	Horas cheias	0,0713
	Horas de vazio	0,0565
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0727
	Horas de vazio	0,0565

#### 4.10 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

A partir de 1 de janeiro de 2011 procedeu-se à extinção das tarifas reguladas de venda de energia elétrica aos clientes com consumos em MAT, AT, MT e BTE, na sequência do disposto no Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, passando a aplicar-se uma tarifa transitória aos clientes finais que continuaram a ser fornecidos pelo comercializador de último recurso.

Adicionalmente, o Decreto-lei n.º 75/2012, de 26 de março, estabeleceu o regime de extinção das tarifas reguladas de venda de eletricidade a clientes finais com consumos em baixa tensão normal e adotou mecanismos de salvaguarda dos clientes finais economicamente vulneráveis. Durante o regime transitório, o comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, aplicando-se as tarifas transitórias fixadas pela ERSE.

Mais recentemente, foi estabelecido o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas de que podem beneficiar os clientes finais com contrato de fornecimento de eletricidade com um comercializador em regime de mercado, alargando as opções de escolha dos consumidores em BTN a todas as ofertas, quer do mercado liberalizado, quer do mercado regulado.

Nos termos da Portaria n.º 39/2017, de 26 de janeiro, o Governo fixou a data de 31 de dezembro de 2020 como o prazo limite para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e BT. Entretanto, na Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprova o Orçamento de Estado para 2020, prevê -se a prorrogação do prazo para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em BTN, para 31 de dezembro de 2025. Na sequência da Lei n.º 2/2020, a Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril, estabeleceu também os prazos para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e BTE, para 31 de dezembro de 2021 e 31 de dezembro de 2022, respetivamente.

Neste contexto, em 2021 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em MT, BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT e AT.

As tarifas transitórias em MT e BT são determinadas pela soma das tarifas de energia, pelas tarifas de comercialização e pelas tarifas de acesso às redes, acrescidas de um montante resultante da aplicação de um fator de agravamento.

A Portaria n.º 108-A/2015, de 14 de abril, estabeleceu o mecanismo de determinação do fator de agravamento incluído na tarifa transitória de venda a clientes finais de gás natural. A Portaria n.º 359/2015, de 14 de outubro, vem estabelecer que as disposições previstas na Portaria n.º 108-A/2015 são aplicáveis ao setor elétrico, com as devidas adaptações. No seguimento da publicação da Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, nas tarifas transitórias em BTN não se aplica qualquer fator de agravamento.

De acordo com o estabelecido no n.º 1, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique o despacho referido no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 até ao dia 15 do último mês do período em curso, cabe à ERSE definir o parâmetro  $\gamma_{i,p}$ .

De acordo com o estabelecido no n.º 2, do artigo 2.º- A da Portaria n.º 359/2015, a ERSE pode definir o parâmetro  $\gamma_{i,p}$  até ao dia 30 do último mês do período em curso, para o período  $p$  seguinte, devendo assegurar que o resultado da fórmula prevista no n.º 1 do artigo 2.º da Portaria n.º 108-A/2015 não seja negativo.

No Quadro 4-46 apresentam-se os fatores de agravamento aplicáveis a partir do dia 1 de janeiro de 2021, para os fornecimentos em MT e BTE, determinados com base nos valores do parâmetro  $\gamma_{i,p}$ , bem como nos valores das variáveis  $Te'_{i,p-1}$  e  $Ce_p$ .

**Quadro 4-46 - Fatores de agravamento**

€/MWh	$Te'_{i,p-1}$	$Ce_p$	$Te'_{i,p-1} - Ce_p$	$\gamma_{i,p}$	$FA_{i,p}$
MT	86,09	55,08	31,01	-8,99	22,02
BTE	86,90	60,47	26,43	-10,52	15,91

$Te'_{(i,p-1)}$  corresponde ao preço médio da tarifa de energia implícita nas tarifas de venda a clientes finais transitórias, por nível de tensão e tipo de fornecimento (MT e BTE) no referencial de consumo, no período anterior  $p-1$ , integrando todos os custos de aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios e bem como eventuais fatores de agravamento aplicáveis, isto é o valor da tarifa de energia implícita nas TVCF de 2020, acrescida de fator de agravamento.

A variável  $Ce_p$  corresponde ao preço médio da tarifa de energia por nível de tensão e tipo de fornecimento (MT e BTE) no referencial de consumo, expectável no período  $p$ , integrando todos os custos de



aprovisionamento no mercado grossista relativos à compra de energia, serviços de sistema e desequilíbrios, líquida de qualquer fator de agravamento.

A variável  $Y_{i,p}$  corresponde ao parâmetro que traduz a variação do fator de agravamento tendo em conta a evolução dos mercados grossistas de eletricidade para 2021, aplicável a cada um dos segmentos de consumidores, cujos valores são definidos por Despacho do Membro do Governo responsável pela área de energia.

Por fim, a variável resultante  $FA_{(i,p)}$  corresponde ao fator de agravamento das tarifas do CUR, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2021, a cada um dos segmentos de consumidores.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em MT, BTE e BTN a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2021.

Quadro 4-47 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM MT			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
			44,09	1,4495
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		9,786	0,3217
	Contratada		1,503	0,0494
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		9,859	0,3241
	Contratada		1,418	0,0466
Tarifa de curtas utilizações	Horas de ponta		14,286	0,4697
	Contratada		0,754	0,0248
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1321	
		Horas cheias	0,1050	
		Horas de vazio normal	0,0712	
		Horas de super vazio	0,0615	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1331	
		Horas cheias	0,1053	
		Horas de vazio normal	0,0725	
		Horas de super vazio	0,0665	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1364	
		Horas cheias	0,1084	
		Horas de vazio normal	0,0718	
		Horas de super vazio	0,0617	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1413	
		Horas cheias	0,1061	
		Horas de vazio normal	0,0748	
		Horas de super vazio	0,0665	
Tarifa de curtas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2020	
		Horas cheias	0,1131	
		Horas de vazio normal	0,0751	
		Horas de super vazio	0,0664	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2012	
		Horas cheias	0,1127	
		Horas de vazio normal	0,0754	
		Horas de super vazio	0,0699	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0252	
		Capacitiva	0,0189	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE			PREÇOS	
Termo tarifário fixo			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
			22,89	0,7525
Potência			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		15,374	0,5054
		Contratada	0,797	0,0262
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		20,514	0,6744
		Contratada	1,503	0,0494
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2072	
		Horas cheias	0,1297	
		Horas de vazio normal	0,0847	
		Horas de super vazio	0,0736	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2062	
		Horas cheias	0,1267	
		Horas de vazio normal	0,0842	
		Horas de super vazio	0,0742	
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1599	
		Horas cheias	0,1263	
		Horas de vazio normal	0,0808	
		Horas de super vazio	0,0697	
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1583	
		Horas cheias	0,1251	
		Horas de vazio normal	0,0793	
		Horas de super vazio	0,0710	
Energia reativa			(EUR/kvarh)	
		Indutiva	0,0318	
		Capacitiva	0,0243	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa de médias utilizações	27,6		39,50	1,2986
	34,5		49,13	1,6152
	41,4		58,77	1,9322
Tarifa de longas utilizações	27,6		72,88	2,3961
	34,5		90,93	2,9895
	41,4		108,98	3,5829
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,2774	
	Horas cheias		0,1437	
	Horas de vazio		0,0767	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2358	
	Horas cheias		0,1340	
	Horas de vazio		0,0756	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	5,37	0,1765
		4,6	6,99	0,2298
		5,75	8,60	0,2827
		6,9	10,21	0,3357
		10,35	15,05	0,4948
		13,8	19,88	0,6536
		17,25	24,72	0,8127
		20,7	29,55	0,9715
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples			0,1466
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1808
		Horas de vazio		0,0913
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2242
		Horas cheias		0,1582
		Horas de vazio		0,0913

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,56	0,0842
		2,3	4,25	0,1397
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples			0,1417
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1808
		Horas de vazio		0,0913
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2242
		Horas cheias		0,1582
		Horas de vazio		0,0913

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ( $> 20,7$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa tri-horária	27,6	32,75	1,0767
		34,5	40,93	1,3456
		41,4	49,10	1,6142
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,2928
		Horas cheias		0,1488
		Horas de vazio		0,0785

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ( $\leq 20,7$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples	3,45	2,59	0,0852	
	4,6	3,62	0,1190	
	5,75	4,64	0,1525	
	6,9	5,67	0,1864	
	10,35	8,56	0,2814	
	13,8	11,50	0,3781	
	17,25	14,37	0,4724	
	20,7	17,37	0,5711	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	5,27	0,1733
		4,6	6,72	0,2209
		5,75	8,13	0,2673
		6,9	9,65	0,3173
		10,35	12,88	0,4235
		13,8	15,79	0,5191
17,25		18,63	0,6125	
20,7	21,61	0,7105		
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1678	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1943	
	Horas de vazio		0,0956	
Tarifa tri-horária $\leq 6,9$ kVA	Horas de ponta		0,3182	
	Horas cheias		0,1634	
	Horas de vazio		0,0956	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $IP \leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
Tarifa de médias utilizações		1,42	0,0467	
Tarifa de longas utilizações		2,64	0,0868	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta		0,2774	
	Horas cheias		0,1437	
	Horas de vazio		0,0767	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta		0,2358	
	Horas cheias		0,1340	
	Horas de vazio		0,0756	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia) *
			1,58	0,0519
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1466	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1808	
		Horas de vazio	0,0913	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2242	
		Horas cheias	0,1582	
		Horas de vazio	0,0913	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

Em 2021, mantém-se em vigor o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro e a Diretiva ERSE 1/2018, de 3 de janeiro. Assim, as faturas dos comercializadores devem conter o conteúdo mínimo a publicitar relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado.

#### 4.11 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

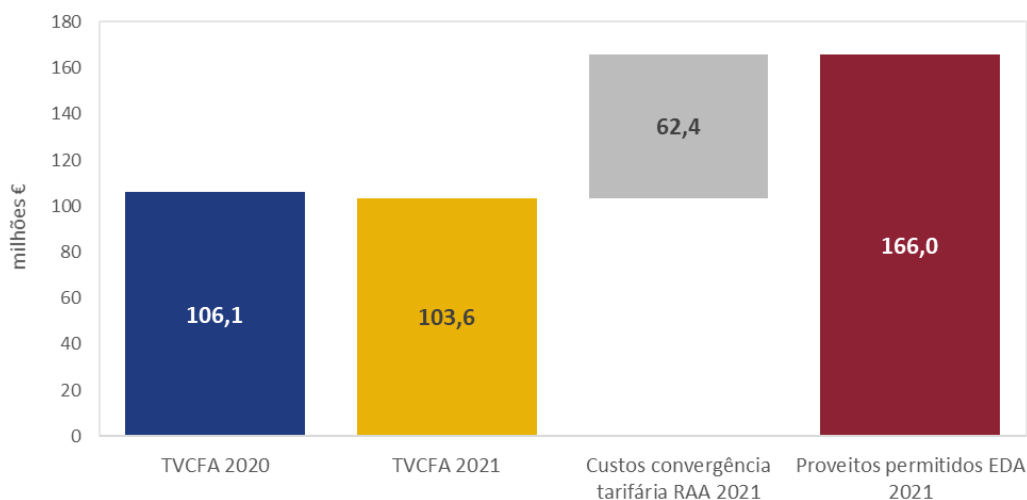
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAA e de Portugal continental em 2021 encontra-se descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2021”.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2021 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAA”).

Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA



TVCFA 2020 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAA em 2020

TVCFA 2021 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAA em 2021

A aplicação em 2021 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2020 proporcionaria 106,1 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 103,6 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EDA e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAA.

#### 4.11.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA A VIGORAREM EM 2021

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem em 2021, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-48 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		0,18	0,0059
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	5,446	0,1790
	Contratada	1,036	0,0341
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1210	
	Horas cheias	0,1008	
	Horas de vazio normal	0,0631	
	Horas de super vazio	0,0564	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1158	
	Horas cheias	0,0965	
	Horas de vazio normal	0,0608	
	Horas de super vazio	0,0587	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0252	
	Capacitiva	0,0189	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		6,20	0,2038
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	15,636	0,5141
	Contratada	1,356	0,0446
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1433	
	Horas cheias	0,1241	
	Horas de vazio normal	0,0757	
	Horas de super vazio	0,0663	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1428	
	Horas cheias	0,1224	
	Horas de vazio normal	0,0742	
	Horas de super vazio	0,0674	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0318	
	Capacitiva	0,0243	

\* RRC art. 119.º, n.º 6



TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	39,50	1,2986
	34,5	49,13	1,6152
	41,4	58,77	1,9322
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2839	
	Horas cheias	0,1445	
	Horas de vazio	0,0763	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq$ 20,7 kVA e $>$ 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	5,38	0,1769
	4,6	7,02	0,2308
	5,75	8,57	0,2818
	6,9	10,18	0,3347
	10,35	14,96	0,4918
	13,8	19,74	0,6490
	17,25	24,46	0,8042
	20,7	29,47	0,9689
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1496	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1821	
	Horas de vazio	0,0901	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2232	
	Horas cheias	0,1558	
	Horas de vazio	0,0901	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq$ 2,3 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,23	0,0733
	2,3	4,03	0,1325
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1455	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1821	
	Horas de vazio	0,0901	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2232	
	Hora cheias	0,1558	
	Hora vazio	0,0901	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,42	0,0467
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2839	
	Horas cheias	0,1445	
	Horas de vazio	0,0763	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,52	0,0500
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1496	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1821	
	Horas de vazio	0,0901	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2232	
	Horas cheias	0,1558	
	Horas de vazio	0,0901	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

#### 4.12 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

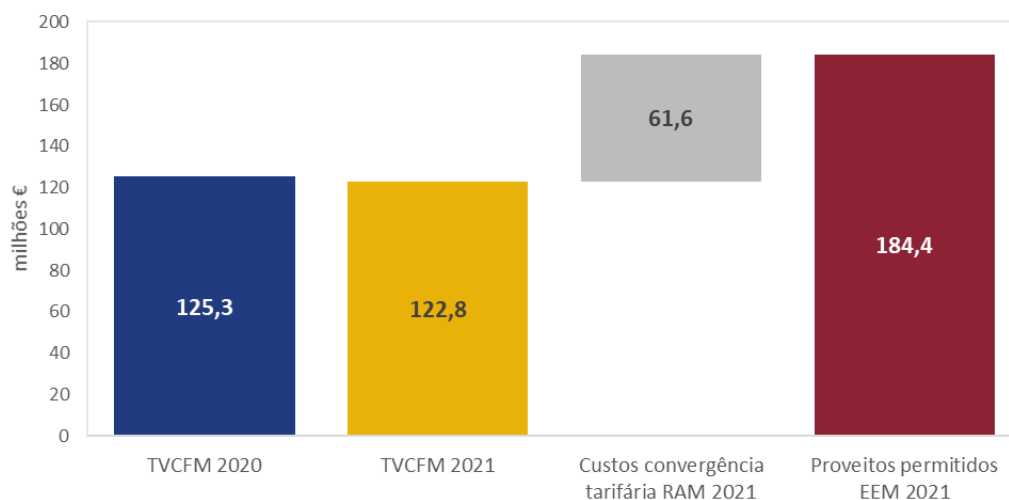
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

Esta igualdade de preços, a implementar gradualmente, deve centrar-se em primeiro lugar no preço médio global de cada Região Autónoma, de seguida no preço médio pago pelos consumidores de cada nível de tensão ou tipo de fornecimento e, por fim, nos preços das diversas variáveis de faturação de cada opção tarifária, ou seja, no preço médio pago por cada cliente.

O processo de convergência tarifária entre as tarifas da RAM e de Portugal continental em 2021 encontra-se descrito no documento “Estrutura Tarifária no Setor Elétrico em 2021”.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2021 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS (“RAM”).

Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM



TVCFM 2020 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAM em 2020

TVCFM 2021 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAM em 2021

A aplicação em 2021 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2020 proporcionaria 125,3 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 122,8 milhões de euros. Os custos com a convergência tarifária a incluir na tarifa de UGS resultam da diferença entre os proveitos permitidos nas atividades reguladas da EEM e o valor dos proveitos proporcionados pela aplicação das tarifas aditivas do Continente às quantidades da RAM.

#### 4.12.1 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM A VIGORAREM EM 2021

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem em 2021, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-49 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM MT		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		0,18	0,0059
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	5,446	0,1790
	Contratada	1,036	0,0341
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1210	
	Horas cheias	0,1008	
	Horas vazio normal	0,0631	
	Horas super vazio	0,0564	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1158	
	Horas cheias	0,0965	
	Horas vazio normal	0,0608	
	Horas super vazio	0,0587	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0252	
	Capacitiva	0,0189	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
		6,20	0,2038
Potência		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
	Horas de ponta	15,743	0,5176
	Contratada	1,332	0,0438
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1450	
	Horas cheias	0,1244	
	Horas vazio normal	0,0761	
	Horas super vazio	0,0664	
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1440	
	Horas cheias	0,1224	
	Horas vazio normal	0,0743	
	Horas super vazio	0,0676	
Energia reativa		(EUR/kvarh)	
	Indutiva	0,0318	
	Capacitiva	0,0243	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa tri-horária	27,6	36,60	1,2033
	34,5	44,90	1,4762
	41,4	53,19	1,7487
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2807	
	Horas cheias	0,1432	
	Horas de vazio	0,0715	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	5,34	0,1756
	4,6	6,96	0,2288
	5,75	8,51	0,2798
	6,9	10,11	0,3324
	10,35	14,91	0,4902
	13,8	19,67	0,6467
	17,25	24,43	0,8032
	20,7	29,18	0,9593
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1473	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1801	
	Horas de vazio	0,0895	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2179	
	Horas cheias	0,1556	
	Horas vazio	0,0895	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/mês)	(EUR/dia)*
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	2,15	0,0707
	2,3	3,84	0,1262
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1444	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1801	
	Horas de vazio	0,0895	
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2179	
	Horas cheias	0,1556	
	Hora vazio	0,0895	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,30	0,0427
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2807	
	Horas cheias	0,1432	
	Horas de vazio	0,0715	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		(EUR/kW.mês)	(EUR/kW.dia)*
		1,51	0,0496
Energia ativa		(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,1473	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1801	
	Horas de vazio	0,0895	
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2179	
	Horas cheias	0,1556	
	Horas vazio	0,0895	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

#### 4.13 TARIFA SOCIAL

A existência de uma tarifa social, aplicável aos consumidores domésticos de eletricidade que se encontrem em situação de carência socioeconómica é uma das medidas adotadas, no quadro da proteção dos clientes vulneráveis e do aprofundamento da liberalização do mercado energético, sem prejuízo dos princípios da transparência, da igualdade de tratamento e da não discriminação que devem estar subjacentes à aplicação de tais medidas, em conformidade com a Diretiva 2009/72/EC, de 13 de julho.

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação do Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, criou a tarifa social de fornecimento de eletricidade a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, prevendo que a tarifa social é calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal, nos termos do Regulamento Tarifário aplicável ao setor elétrico. A aplicação de um desconto no acesso às redes permite garantir o acesso a todos os consumidores a este regime, independentemente do seu comercializador de energia elétrica.

A ERSE estabelece a tarifa social de Acesso às Redes e a tarifa social de Venda a Clientes Finais aplicável pelo comercializador de último recurso.

A Lei n.º 7-A/2016, de 30 de março, nos termos do artigo 121.º, redesenhou os descontos sociais existentes para o acesso ao serviço essencial de fornecimento de energia, com vista à aplicação de um modelo único e automático e ao alargamento do atual número de beneficiários efetivos, sem diminuição do valor do desconto face aos descontos sociais em vigor.

O desconto da tarifa social é aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia. O Despacho n.º 9807/2020 aprova o valor do desconto de 33,8% sobre as Tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, para o ano de 2021, mantendo-se assim o desconto atualmente em vigor.

No cálculo da tarifa social de acesso às redes o referido desconto é prioritariamente aplicado no termo de potência contratada, essencialmente por dois motivos:

- Para não distorcer o sinal dado pelo preço de energia e fomentar uma utilização eficiente da energia elétrica;
- Reduzir barreiras ao acesso à energia elétrica a consumidores vulneráveis com consumos reduzidos, através de uma tarifa mais variabilizada.

O desconto das tarifas de acesso às redes é idêntico em €/kVA para todas as opções tarifárias e escalões de potência, de modo a manter a racionalidade entre os diversos preços de potência contratada das várias opções tarifárias e escalões de potência. Adicionalmente são previstos descontos nos preços de energia das tarifas de acesso às redes, de modo a assegurar-se o valor de desconto global de 33,8%. O desconto das tarifas de venda a clientes finais é idêntico ao desconto das tarifas de acesso às redes, sendo comum para Portugal continental e para as Regiões Autónomas.

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários do subsídio social de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez, aos beneficiários da pensão social de velhice e aos clientes finais economicamente vulneráveis considerados pessoas singulares que, no universo

dos clientes finais de energia elétrica em baixa tensão normal, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo<sup>59</sup>, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

O universo de clientes finais beneficiários da tarifa social tem aumentado significativamente, ascendendo no terceiro trimestre de 2020 a cerca de 765 mil clientes em Portugal Continental e a cerca de 42 mil clientes nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira.

Recentemente, o Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro, veio concretizar o alargamento da tarifa social a mais situações de insuficiência social e económica, designadamente a todas as situações de desemprego e a todos os regimes associados à pensão social de invalidez, entrando em vigor a 27 de novembro de 2020.

Tendo por base a informação da Segurança Social em outubro de 2020 o número de beneficiários de prestações de desemprego correspondia a 223 167<sup>60</sup>. Adicionalmente, o número de beneficiários da pensão de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão correspondia a cerca de 19 000.

Os valores indicados são um majorante pois para beneficiarem da tarifa social os consumidores têm que cumprir outras condições contratuais, nomeadamente ter uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA. Poderá também dar-se o caso de já serem beneficiários de tarifa social, por serem beneficiários das prestações sociais/rendimento previstos no anterior diploma de tarifa social.

Neste novo contexto a ERSE prevê um incremento de cerca de 125 000 clientes com tarifa social face ao ano de 2020, sendo esta estimativa um valor prudente face aos valores em cima indicados.

No Quadro 4-50 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2021 e para o correspondente valor do desconto que será suportado pelos titulares de centros electroprodutores em regime ordinário, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor. 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

---

<sup>59</sup> Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total, anual, seja igual ou inferior a € 5 808, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não afigure qualquer rendimento, até um máximo de 10.

<sup>60</sup> De acordo com os dados publicados pela Segurança Social, IP, disponíveis em <http://www.seg-social.pt/estatisticas> (consulta realizada em 04/12/2020).



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 4-50 - Clientes tarifa social e valor global do desconto**

	Nº clientes beneficiários tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	885 399	119 444
RA Açores	22 223	3 079
RA Madeira	26 476	3 856

#### 4.13.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES A VIGORAR EM 2021

Às entregas a clientes economicamente vulneráveis dos operadores das redes de distribuição, aplicam-se as tarifas sociais de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas sociais de Acesso às Redes a vigorarem em 2021.

**Quadro 4-51 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes**

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,17	0,0054	
	2,3	0,32	0,0104	
	3,45	0,48	0,0159	
	4,6	0,65	0,0213	
	5,7	0,80	0,0263	
	6,9	0,97	0,0317	
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples		0,0482		
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0684		
	Horas de vazio	0,0063		
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,1310		
	Hora cheias	0,0509		
	Hora vazio	0,0063		

\* RRC art. 119.º, n.º 6

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, para o ano de 2021, são os seguintes:

**Quadro 4-52 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes**

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	1,44	0,0475
		2,3	2,89	0,0951
		3,45	4,34	0,1426
		4,6	5,78	0,1901
		5,7	7,23	0,2377
		6,9	8,67	0,2852
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,0304	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0396	
		Horas de vazio	0,0264	
	Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0683	
		Hora cheias	0,0302	
		Hora vazio	0,0264	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

Os valores indicados no Quadro 4-52 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA referidas no Quadro 4-31 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-51, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

#### 4.13.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A VIGORAREM EM 2021

A tarifa social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso a vigorar em 2021 apresenta-se nos quadros seguintes.

**Quadro 4-53 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45		1,03	0,0340
	4,6		1,21	0,0397
	5,7		1,37	0,0451
	6,9		1,54	0,0506
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1162	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1412	
	Horas de vazio		0,0649	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1559	
	Horas cheias		0,1280	
	Horas de vazio		0,0649	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 2,3 kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15		1,11	0,0365
	2,3		1,36	0,0446
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1113	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1412	
	Horas de vazio		0,0649	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1559	
	Horas cheias		0,1280	
	Horas de vazio		0,0649	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

Quadro 4-54 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso na Região Autónoma dos Açores

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		3,45	1,04	0,0343
		4,6	1,24	0,0407
		5,75	1,34	0,0441
		6,9	1,51	0,0495
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1192	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1425	
	Horas de vazio		0,0637	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1549	
	Horas cheias		0,1256	
	Horas de vazio		0,0637	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária		1,15	0,78	0,0258
		2,3	1,14	0,0374
Energia ativa			(EUR/kWh)	
Tarifa simples			0,1151	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1425	
	Horas de vazio		0,0637	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1549	
	Horas cheias		0,1256	
	Horas de vazio		0,0637	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

**Quadro 4-55 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso na Região Autónoma da Madeira**

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência contratada			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	1,00	0,0330
		4,6	1,18	0,0387
		5,75	1,28	0,0421
		6,9	1,44	0,0472
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1169	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1405	
		Horas de vazio	0,0631	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1496	
		Horas cheias	0,1254	
		Horas de vazio	0,0631	

\* RRC art. 119.º, n.º 6

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS	
Potência			(EUR/mês)	(EUR/dia) *
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,71	0,0232
		2,3	0,95	0,0311
Energia ativa			(EUR/kWh)	
	Tarifa simples		0,1140	
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1405	
		Horas de vazio	0,0631	
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1496	
		Horas cheias	0,1254	
		Horas de vazio	0,0631	

\* RRC art. 119.º, n.º 6



## 5 PARÂMETROS PARA A DEFINIÇÃO DAS TARIFAS

O cálculo de proveitos permitidos em que assentam as tarifas para o ano 2021 foi efetuado num momento excecional, cujos efeitos nos mercados financeiros, dos combustíveis, bem como nas previsões de procura são difíceis de prever. Nestas circunstâncias a ERSE decidiu prolongar o período de regulação que decorreu entre 2018 e 2020 por mais um ano, até 2021.

### 5.1 PARÂMETROS A VIGORAR EM 2021

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CV\text{EE},t}$	4,60%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 89.º
$\delta_{t-2}$	0,50%	<i>Spread</i> de 2019, em pontos percentuais	-
$\delta_{t-1}$	0,50%	<i>Spread</i> de 2020, em pontos percentuais	-
-	1 243	Custos afetos à atividade de OLMC para o setor elétrico, aceites pela ERSE, previstos para o ano $t$	Art.º 90.º
$CEE_{GS,t}$	17 102	Custos de exploração sujeitos à aplicação de metas de eficiência da atividade de gestão global do sistema, no ano $t$	Art.º 92.º
$r_{GS,t}$	4,60%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à gestão do sistema, resultante da metodologia definida para o período de regulação, em percentagem	Art.º 92.º
$r_{Itr,II}$	1,21%	Taxa a determinar pela ERSE relativa a encargos financeiros associada aos pagamentos de contratos de interruptibilidade, de acordo com a legislação em vigor, em percentagem	Art.º 92.º
$FCE_{URT,t}$	30 387	Componente fixa dos custos de exploração afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano $t$	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	5 105,8125	Custo incremental associado aos painéis de subestações, aceite no ano $t$ (em EUR/painel de subestação)	Art.º 95.º
$VCE_{iURT,t}$	401,3735	Custo incremental associado à extensão de rede, aceite para o ano $t$ (em EUR/km)	Art.º 95.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CA,URT,t}$	4,60%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos e incorpóreos, calculados com base em custos reais, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para o ano $t$ , em percentagem	Art.º 95.º
$r_{CREF,URT,t}$	5,35%	Taxa de remuneração dos ativos corpóreos calculados com base em custos de referência, afetos à atividade de Transporte de Energia Elétrica, prevista para o ano $t$ , em percentagem	Art.º 95.º
$r_{CEG}$	6,63%	Taxa de encargos de estrutura e gestão aplicável no mecanismo de custos de referência para os investimentos da atividade de TEE em 2021	Art.º 95.º
$r_{URD,t}$	4,85%	Taxa de remuneração dos ativos fixos afetos à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para o ano $t$ , em percentagem	Art.º 102.º
$FCE_{URD,NT,t}$	22 143	Componente fixa dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 102.º
$VCE_{iURD,NT,t}$	0,97991	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em Euros por MWh	Art.º 102.º
$VCE_{iURD,NT,t}$	532,66444	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT, em Euros por km	Art.º 102.º
$VC_{iURD,BT,t}$	1 155,54944	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada às condições de financiamento, para o nível de tensão de BT, em milhões de euros por taxa de remuneração	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,t}$	2 182,34122	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à potência instalada, para o nível de tensão de BT, em euros por MVA	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,t}$	312,60706	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada aos quilómetros de rede, para o nível de tensão de BT, em euros por km	Art.º 103.º
$VC_{iURD,BT,t}$	35,15674	Componente variável unitária dos custos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número de clientes, para o nível de tensão de BT, em euros por cliente	Art.º 103.º



Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_{CVPRE,t}^{CR}$	4,85%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 105.º
$r_{CVVE,t}^{CR}$	4,85%	Taxa de remuneração dos ativos fixos, afetos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento de clientes, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 106.º
$FC_{NT,t}$	29	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em NT, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,NT,t}$	76,71051	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTE,t}$	36	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTE, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTE,t}$	45,13941	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$FC_{BTN,t}$	10 105	Componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em milhares de euros	Art.º 109.º
$V_{C,BTN,t}$	11,84636	Componente variável unitária dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em euros por consumidor	Art.º 109.º
$\delta_{t-2}$	0,50	<i>Spread</i> de 2019, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$\delta_{t-1}$	0,50	<i>Spread</i> de 2020, aplicável nas Regiões Autónomas, em pontos percentuais	-
$r_t^{AGS}$	4,60%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 111.º
$FC_t^{AGS}$	12 768	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 111.º
$r_t^D$	4,85%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 114.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$FC_{AT/MT,t}^D$	2 473	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	0,00435	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º
$VC_{i,AT/MT,t}^D$	1,61302	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 114.º
$FC_{BT,t}^D$	3 938	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 114.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,00431	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 114.º
$VC_{i,BT,t}^D$	0,01593	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 114.º
$r_t^C$	4,85%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 115.º
$F_{MT,t}^C$	151	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,MT,t}^C$	0,19723	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º
$F_{BT,t}^C$	3 073	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 115.º
$V_{i,BT,t}^C$	0,02486	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 115.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$r_t^{M^{AGS}}$	4,60%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 118.º
$FC_t^{M^{AGS}}$	13 106	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em milhares de euros	Art.º 118.º
$r_t^{M^D}$	4,85%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Distribuição de Energia Elétrica, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 121.º
$FC_{AT/MT,t}^{M^D}$	2 308	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{iAT/MT,t}^{M^D}$	0,00548	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em AT/MT, em milhares de euros por KWh	Art.º 121.º
$VC_{iAT/MT,t}^{M^D}$	3,78973	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em AT/MT, em milhares de euros por cliente	Art.º 121.º
$FC_{BT,t}^{M^D}$	6 063	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 121.º
$VC_{iBT,t}^{M^D}$	0,00519	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia fornecida, em BT, em milhares de euros por KWh	Art.º 121.º
$VC_{iBT,t}^{M^D}$	0,02220	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 121.º
$r_t^{M^C}$	4,85%	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Comercialização de Energia Elétrica, prevista para 2021, em percentagem	Art.º 122.º
$F_{MT,t}^{M^C}$	225	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{MT,t}^{M^C}$	0,73982	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado	Art.º 122.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
		ao número médio de clientes, em MT, em milhares de euros por cliente	
$F_{BT,t}^M$	2 029	Componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em BT, em milhares de euros	Art.º 122.º
$V_{BT,t}^M$	0,01486	Componente variável unitária dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica associado ao número médio de clientes, em BT, em milhares de euros por cliente	Art.º 122.º
$V_{p,t-2}$	0,01596	Valorização das perdas na rede de distribuição no ano t-2, em euros por kWh	Art.º 128.º

Os parâmetros a aplicar para o período regulatório 2018-2020<sup>61</sup> são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{CEGS}$	1,5%	Parâmetro associado aos custos de exploração da atividade de gestão global do sistema, em percentagem	Art.º 92.º
$X_{FCE}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Transporte de Energia Elétrica	Art.º 95.º
$X_{VCEURT,i}$	1,5%	Fator de eficiência a aplicar aos custos incrementais da atividade de Transporte de Energia Elétrica, no ano t	Art.º 95.º
$X_{SUB}$	3,0%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em subestações	Art.º 95.º
$X_{LIN}$	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao fator de eficiência, em percentagem, aplicável aos valores unitários do custo de referência das tipologias de investimento em linhas	Art.º 95.º
$X_{CEG}$	1,5%	Parâmetro associado aos custos de referência dos investimentos do operador da RNT, correspondente ao	Art.º 95.º

<sup>61</sup> Conforme referido anteriormente os parâmetros foram estendidos até 2021.

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
		fator de eficiência, em percentagem, aplicável ao valor de referência da taxa de encargos de estrutura e gestão	
$X_{FCE,NT}$	2,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos proventos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em AT/MT, em percentagem	Art.º 102.º
$X_{VCEURD,NT,i}$	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos proventos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à energia elétrica distribuída em AT/MT, em percentagem	Art.º 102.º
$X_{VCEURD,NT,i}$	2,0%	Parâmetro associado à componente variável dos proventos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, associada à extensão da rede em AT/MT em percentagem	Art.º 102.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado às condições de financiamento da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado à potência instalada, da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado aos quilómetros de rede da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{URD,P,BT}$	2,0%	Parâmetro associado ao número de clientes da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, para o nível de tensão de BT, em percentagem	Art.º 103.º
$X_{C,V,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proventos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,NT,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proventos da atividade de Comercialização, em NT, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,F,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proventos da atividade de Comercialização, BTE, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTE,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proventos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTE, em percentagem	Art.º 109.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$X_{C,F,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente fixa dos proveitos da atividade de Comercialização, em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{C,V,BTN,t}$	1,5%	Fator de eficiência associado à componente variável dos proveitos da atividade de Comercialização, associada ao número médio de consumidores em BTN, em percentagem	Art.º 109.º
$X_{FC}^{AGS}$	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 111.º
$X_{FC,AT/MT,BT}^D$	3,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{VC_{ef,nc,AT/MT,BT}}^D$	3,0%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em percentagem	Art.º 114.º
$X_{F_{MT e BT}}^C$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
$X_{V_{MT e BT}}^C$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 115.º
$X_{FC}^{MAGS}$	1,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, em percentagem	Art.º 118.º
$X_{FC, AT/MT e BT}^D$	3,0%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{VC_i, AT/MT e BT}^D$	3,0%	Parâmetro associado às componentes variáveis dos custos de exploração da atividade de Distribuição de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 121.º
$X_{F_{MT e BT}}^C$	2,5%	Parâmetro associado à componente fixa dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º
$X_{V_{MT e BT}}^C$	2,5%	Parâmetro associado à componente variável dos custos de exploração da atividade de Comercialização de Energia Elétrica, em MT e BT, em percentagem	Art.º 122.º

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$\Delta r_{RI}$	1,5%	Parâmetro que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
$\alpha_{RI}$	50%	Parâmetro para a partilha entre empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º
$\Delta r_{RI}^A$	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAA aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
$\alpha_{RI}^A$	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAA, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º
$\Delta r_{RI}^M$	1,5%	Parâmetro, a definir pela ERSE, que limita o valor do incentivo associado a cada projeto em redes inteligentes da RAM aceite pela ERSE, tendo por referência o valor de investimento desse projeto	Art.º 133.º
$\alpha_{RI}^M$	50%	Parâmetro, a definir pela ERSE, para a partilha entre a empresa e consumidores dos benefícios reais dos projetos em rede inteligente na RAM, que sejam quantificados pelo operador da rede de distribuição e aceites pela ERSE	Art.º 133.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à melhoria da continuidade de serviço para o período regulatório 2018-2020<sup>62</sup> são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2018}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2018, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2019}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2019, expressa em kWh	Art.º 131.º

<sup>62</sup> Conforme referido anteriormente os parâmetros foram estendidos até 2021.

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$END_{REF\ 2020}$	$0,000133 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2020, expressa em kWh	Art.º 131.º
$END_{REF\ 2021}$	$0,000134 \times ED$	Energia não distribuída em MT de referência no ano 2021, expressa em kWh	Art.º 131.º
$\Delta V$	$0,12 \times END_{REF}$	Valor de variação da $END_{REF}$ , expressa em kWh	Art.º 131.º
VEND	3,0	Valorização da energia não distribuída, expressa em euros por kWh	Art.º 131.º
$RQS1_{m\acute{a}x}$	4 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$RQS1_{m\acute{i}n}$	4 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 1 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2018}$	550,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2018, expresso em minutos	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2019}$	510,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2019, expresso em minutos	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2020}$	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2020, expresso em minutos	Art.º 131.º
$SAIDI\ MT\ 5\%_{REF\ 2021}$	470,0	SAIDI MT 5% de referência no ano 2021, expresso em minutos	Art.º 131.º
$\Delta S$	30,0	Valor de variação do $SAIDI\ MT\ 5\%_{REF}$ , expresso em minutos	Art.º 131.º
V SAIDI MT	33 333,33	Valorização do SAIDI MT 5%, expresso em euros por minuto	Art.º 131.º
$RQS2_{m\acute{a}x}$	1 000 000	Valor máximo do prémio a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º
$RQS2_{m\acute{i}n}$	1 000 000	Valor máximo da penalidade a atribuir na componente 2 do incentivo, expresso em euros	Art.º 131.º



Os valores dos parâmetros do incentivo à redução de perdas nas redes de distribuição para o período regulatório 2018-2020<sup>63</sup> são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$P_{REF}$	7,80%	Valor das perdas de referência (%) no referencial de saída	Art.º 128.º
$V_p$	EUR/kWh	Parâmetro de valorização unitária das perdas, a definir anualmente pela ERSE	Art.º 128.º
$\Delta Z$	1,20%	Varição da banda morta (%)	Art.º 128.º
$\Delta P$	4,20%	Varição máxima da banda (%)	Art.º 128.º

Os valores dos parâmetros do incentivo à integração de instalações em BT nas redes inteligentes (ISI)<sup>64</sup> para o período regulatório 2018-2020<sup>65</sup> são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado 2019	Valor adotado 2020	Valor adotado 2021	Descrição	Regulamento ERSE n.º 610/2019
$K_w^{OBJ}$	5,00 euros	5,08 euros	5,15 euros	Parâmetro que representa o valor anual do incentivo ISI relativo à integração das instalações em redes inteligentes no ano w	Art.º 40.º
$T_w$	8 anos	8 anos	8 anos	Parâmetro que representa o número de anos de aplicação de $K_w^{OBJ}$	Art.º 40.º

<sup>63</sup> Conforme referido anteriormente os parâmetros foram estendidos até 2021.

<sup>64</sup> Estes parâmetros são detalhados no documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”.

<sup>65</sup> Conforme referido anteriormente os parâmetros foram estendidos até 2021.

Os valores dos parâmetros do incentivo à racionalização económica dos investimentos da RNT para o período regulatório 2018-2020<sup>66</sup> são os seguintes:

Parâmetro	Valor adotado	Descrição	RT
$I_{REI,max,1}$	32 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$I_{REI,max,2}$	25 000	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho intermédio da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$I_{REI,max,3}$	0	Parâmetro que limita o valor do incentivo à racionalização dos investimentos para o nível de desempenho inferior da RNT, em milhares de euros	Art.º 139.º
$Pact_{min,1}$	42%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho superior da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{min,2}$	43,7%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho intermédio da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{min,3}$	45%	Parâmetro que limita o valor mínimo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, para o nível de desempenho inferior da RNT	Art.º 139.º
$Pact_{max}$	53%	Parâmetro que limita o valor máximo do rácio entre o valor médio do ativo líquido e o valor médio do ativo bruto em exploração, para efeitos da aplicação do incentivo à racionalização dos investimentos, aplicável a todos os níveis de desempenho funcional	Art.º 139.º
$n_{\Delta I_{REI}}$	2	Fator multiplicativo associado à aplicação de penalidades decorrentes de ações de monitorização e fiscalização à aplicação do incentivo $I_{REI}$	Art.º 140.º

<sup>66</sup> Aplicados conforme descrito no capítulo 4.2.2.1 do “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico”.

## 5.2 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

Por ofício de 13 de fevereiro de 2020 a DGEG fez chegar à ERSE lista a reformulada e atualizada dos produtores que financiam a tarifa social, cuja informação respeita a 2018, 2019, 2020 e 2021. Esta informação é espelhada no Anexo I do documento de proveitos, tendo sido tomada em consideração na repartição do financiamento da tarifa social por centros electroprodutores para 2021 e no cálculo dos ajustamentos provisórios respeitantes a 2020, bem como os ajustamentos definitivos de 2018 e 2019.

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

### 5.2.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2021, totalizam € 62 397 916<sup>67</sup>.

---

<sup>67</sup> Este valor deve ser transferido da REN para a EDA, em duodécimos.

## Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA

Unidade: EUR

Custo com a  
convergência tarifária  
de 2021

Janeiro	5 199 826
Fevereiro	5 199 826
Março	5 199 826
Abril	5 199 826
Maio	5 199 826
Junho	5 199 826
Julho	5 199 826
Agosto	5 199 826
Setembro	5 199 826
Outubro	5 199 826
Novembro	5 199 826
Dezembro	5 199 826
<b>Total</b>	<b>62 397 916</b>

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores, em 2021, são apresentados no Quadro 5-2. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2021, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2020, e os ajustamentos definitivos referentes aos anos de 2018 e 2019.

Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

	Tarifa social
Janeiro	234 287
Fevereiro	234 287
Março	234 287
Abril	234 287
Maio	234 287
Junho	234 287
Julho	234 287
Agosto	234 287
Setembro	234 287
Outubro	234 287
Novembro	234 287
Dezembro	234 287
<b>Total</b>	<b>2 811 441</b>

### 5.2.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Apresenta-se no quadro seguinte os valores a transferir pela REN, referente aos custos com a convergência tarifária de 2021 da Região Autónoma da Madeira, que ascendem a € 61 616 844<sup>68</sup>.

<sup>68</sup> Este valor deve ser transferido da REN para a EEM, em duodécimos.

## Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM

Unidade: EUR

Custo com a  
convergência tarifária  
de 2021

Janeiro	5 134 737
Fevereiro	5 134 737
Março	5 134 737
Abril	5 134 737
Maio	5 134 737
Junho	5 134 737
Julho	5 134 737
Agosto	5 134 737
Setembro	5 134 737
Outubro	5 134 737
Novembro	5 134 737
Dezembro	5 134 737
<b>Total</b>	<b>61 616 844</b>

Os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira, em 2020, são apresentados no Quadro 5-4. Este montante incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2021, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2020, e os ajustamentos definitivos referentes aos anos de 2018 e 2019.

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	351 639
Fevereiro	351 639
Março	351 639
Abril	351 639
Maio	351 639
Junho	351 639
Julho	351 639
Agosto	351 639
Setembro	351 639
Outubro	351 639
Novembro	351 639
Dezembro	351 639
<b>Total</b>	<b>4 219 664</b>

### 5.2.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES

Os custos com a tarifa social em Portugal Continental, em 2021, são apresentados no Quadro 5-5. O montante indicado no quadro abaixo incorpora o valor dos descontos com tarifa social que se preveem para o ano de 2021, o ajustamento provisório ao valor de descontos que se estima para 2020, e os ajustamentos definitivos referentes aos anos de 2018 e 2019.

Quadro 5-5 - Transferências da REN para a E-Redes relativas à Tarifa Social

Unidade: EUR

Tarifa social	
Janeiro	11 025 388
Fevereiro	11 025 388
Março	11 025 388
Abril	11 025 388
Maio	11 025 388
Junho	11 025 388
Julho	11 025 388
Agosto	11 025 388
Setembro	11 025 388
Outubro	11 025 388
Novembro	11 025 388
Dezembro	11 025 388
<b>Total</b>	<b>132 304 662</b>

#### 5.2.4 TRANSFERÊNCIAS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O quadro seguinte apresenta os valores das transferências entre o operador da rede de transporte e os centros electroprodutores no âmbito do financiamento da tarifa social. Os montantes apresentados incorporam o financiamento da tarifa social prevista para o ano de 2021, bem como o ajustamento provisório dos financiamentos da tarifa social de 2020 e os ajustamentos definitivos dos financiamentos da tarifa social de 2018 e de 2019.



### Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social

Unidade: EUR

	Tarifa Social (valor líquido do financiamento em 2021 incluindo ajustamentos)					
	EDP Produção	Elegás	Tejo Energia	Turbogás	Hidroelétrica do Guadiana	Green Vouga
<b>TOTAL</b>	<b>100 411 752</b>	<b>10 417 365</b>	<b>7 584 335</b>	<b>13 031 180</b>	<b>5 715 905</b>	<b>1 564 155</b>
Janeiro	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Fevereiro	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Março	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Abril	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Mai	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Junho	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Julho	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Agosto	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Setembro	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Outubro	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Novembro	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346
Dezembro	8 367 646	868 114	632 028	1 085 932	476 325	130 346

Unidade: EUR

	Tarifa Social (valor líquido do financiamento em 2021 incluindo ajustamentos)					
	Pebble Hydro	EH Alto Tâmega e Barroso	Município de Ribeira de Pena	Energias Hidroelétricas	HDR Hidroelétrica	Hydrocontracting Portugal
<b>TOTAL</b>	<b>535 440</b>	<b>-364</b>	<b>685</b>	<b>76 202</b>	<b>-2 664</b>	<b>1 757</b>
Janeiro	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Fevereiro	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Março	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Abril	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Mai	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Junho	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Julho	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Agosto	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Setembro	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Outubro	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Novembro	44 620	-30	57	6 350	-222	146
Dezembro	44 620	-30	57	6 350	-222	146

Nota: 1) O sinal positivo indica um montante a transferir dos centros electroprodutores para a REN.

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

#### 5.2.5 TRANSFERÊNCIAS PARA OS CENTROS ELECTROPRODUTORES

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

O regime transitório definido no artigo 2.º da Portaria n.º 233/2020, estabelece que os incentivos ao investimento relativos a centros eletroprodutores que tenham obtido reconhecimento de elegibilidade durante o ano de 2020, serão pagos até 2021. Encontra-se nesta situação o

aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua, cuja elegibilidade para beneficiar do incentivo ao investimento foi homologada por despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia (SEAE) de 17 de setembro de 2020.

Deste modo, de seguida apresentam-se os valores a transferir pelo operador da rede de transporte no âmbito do regime transitório ao aproveitamento hidroelétrico de Foz Tua.

**Quadro 5-7 - Transferências da REN para os centros electroprodutores relativas à garantia de potência na modalidade de incentivo ao investimento no regime transitório**

Unidade: EUR

<b>Garantia de Potência Incentivo ao investimento</b>	
<b>EDP Produção (Foz Tua)</b>	<b>1 939 824</b>
Janeiro	161 652
Fevereiro	161 652
Março	161 652
Abril	161 652
Maio	161 652
Junho	161 652
Julho	161 652
Agosto	161 652
Setembro	161 652
Outubro	161 652
Novembro	161 652
Dezembro	161 652

**5.2.6 TRANSFERÊNCIAS PARA A SU ELETRICIDADE AO ABRIGO DO DECRETO-LEI N.º 74/2013**

Os valores transferidos dos produtores em regime ordinário e outros produtores que não estejam enquadrados no regime de remuneração garantida para operador de rede de transporte, no âmbito do mecanismo regulatório para assegurar equilíbrio da concorrência no mercado grossista de eletricidade decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013 e do n.º 2 do artigo 4.º da Portaria n.º 225/2015, de 30 de julho, serão transferidos do operador da rede de transporte para o comercializador de último recurso nos termos regulamentares estabelecidos.

## 5.3 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA E-REDES

### 5.3.1 TRANSFERÊNCIAS PARA O COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir pelo operador da rede de distribuição em AT e MT ao comercializador de último recurso.

**Quadro 5-8 - Transferências da E-Redes para a SU Eletricidade**

Unidade: EUR							
	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Sobreprovento	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Janeiro	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Fevereiro	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Março	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Abril	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Mai	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Junho	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Julho	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Agosto	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Setembro	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Outubro	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Novembro	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
Dezembro	30 622 217	-109 108	-3 950 804	-187 913	26 374 392	-17 407	26 356 985
<b>Total</b>	<b>367 466 602</b>	<b>-1 309 295</b>	<b>-47 409 645</b>	<b>-2 254 956</b>	<b>316 492 707</b>	<b>-208 885</b>	<b>316 283 822</b>

Apresentam-se nos quadros seguintes os valores a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos seguintes créditos:

- ajustamentos positivos referentes a custos de medidas de política energética respeitantes a sobrecustos de produção de energia em regime especial estimados para o ano de 2009.
- parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>69</sup>, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2017. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BCP, ao Banco Popular, BPI, Santander, à Tagus e ao BBVA;

<sup>69</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

- 
- c) parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>70</sup>, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2018. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI e ao Santander;
- d) parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>71</sup>, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2019. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada à Tagus, ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD;
- e) parcela do diferimento dos diferenciais de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial decorrente da aplicação do mecanismo de alisamento quinquenal, estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>72</sup>, ao diferencial de custo com a aquisição de energia e produtores em regime especial previsto para o ano de 2020. Parte do valor em dívida, acrescido dos respetivos juros, foi titularizada ao BBVA, ao BCP, ao BPI, ao Santander e à CGD.

---

<sup>70</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

<sup>71</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

<sup>72</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

## 5.3.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A TAGUS – SOCIEDADE DE TITULARIZAÇÃO DE CRÉDITOS, S.A.

**Quadro 5-9 - Transferências da E-Redes para a Tagus referente aos ajustamentos positivos referentes a custos decorrentes da atividade de Aquisição de Energia Elétrica relativos aos anos de 2007 e de 2008**

Unidade: EUR

Renda Anual	
Janeiro	8 268 948
Fevereiro	8 268 948
Março	8 268 948
Abril	8 268 948
Mai	8 268 948
Junho	8 268 948
Julho	8 268 948
Agosto	8 268 948
Setembro	8 268 948
Outubro	8 268 948
Novembro	8 268 948
Dezembro	8 268 948
<b>Total</b>	<b>99 227 371</b>

**Quadro 5-10 - Transferências da E-Redes para a Tagus referente aos ajustamentos positivos relativos  
a custos de medidas de política energética do ano de 2009**

Unidade: EUR

Renda Anual	
Janeiro	2 900 486
Fevereiro	2 900 486
Março	2 900 486
Abril	2 900 486
Maiο	2 900 486
Junho	2 900 486
Julho	2 900 486
Agosto	2 900 486
Setembro	2 900 486
Outubro	2 900 486
Novembro	2 900 486
Dezembro	2 900 486
Total	34 805 831

### 5.3.3 TRANSFERÊNCIAS PARA AS ENTIDADES CESSIONÁRIAS REFERENTE AO SOBRECUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA E PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

**Quadro 5-11 - Transferências da E-Redes para o Banco Comercial Português referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018, 2019 e 2020**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	2 089 107	Janeiro	1 523 775
Fevereiro	2 089 107	Fevereiro	1 523 775
Março	2 089 107	Março	1 523 775
Abril	2 089 107	Abril	1 523 775
Maio	2 089 107	Maio	1 523 775
Junho	2 089 107	Junho	1 523 775
Julho	2 089 107	Julho	1 523 775
Agosto	2 089 107	Agosto	1 523 775
Setembro	2 089 107	Setembro	1 523 775
Outubro	2 089 107	Outubro	1 523 775
Novembro	2 089 107	Novembro	1 523 775
Dezembro	2 089 107	Dezembro	1 523 775
<b>Total</b>	<b>25 069 284</b>	<b>Total</b>	<b>18 285 300</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2018		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	1 918 597	Janeiro	2 335 845
Fevereiro	1 918 597	Fevereiro	2 335 845
Março	1 918 597	Março	2 335 845
Abril	1 918 597	Abril	2 335 845
Maio	1 918 597	Maio	2 335 845
Junho	1 918 597	Junho	2 335 845
Julho	1 918 597	Julho	2 335 845
Agosto	1 918 597	Agosto	2 335 845
Setembro	1 918 597	Setembro	2 335 845
Outubro	1 918 597	Outubro	2 335 845
Novembro	1 918 597	Novembro	2 335 845
Dezembro	1 918 597	Dezembro	2 335 845
<b>Total</b>	<b>23 023 164</b>	<b>Total</b>	<b>28 030 140</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 839 476	Janeiro	828 531
Fevereiro	2 839 476	Fevereiro	828 531
Março	2 839 476	Março	828 531
Abril	2 839 476	Abril	828 531
Maio	2 839 476	Maio	828 531
Junho	2 839 476	Junho	828 531
Julho	2 839 476	Julho	828 531
Agosto	2 839 476	Agosto	828 531
Setembro	2 839 476	Setembro	828 531
Outubro	2 839 476	Outubro	828 531
Novembro	2 839 476	Novembro	828 531
Dezembro	2 839 476	Dezembro	828 531
<b>Total</b>	<b>34 073 712</b>	<b>Total</b>	<b>9 942 372</b>

**Quadro 5-12 - Transferências da E-Redes para o Banco Santander Totta referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018, 2019 e 2020**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	2 089 108	Janeiro	2 119 236
Fevereiro	2 089 108	Fevereiro	2 119 236
Março	2 089 108	Março	2 119 236
Abril	2 089 108	Abril	2 119 236
Maio	2 089 108	Maio	2 119 236
Junho	2 089 108	Junho	2 119 236
Julho	2 089 108	Julho	2 119 236
Agosto	2 089 108	Agosto	2 119 236
Setembro	2 089 108	Setembro	2 119 236
Outubro	2 089 108	Outubro	2 119 236
Novembro	2 089 108	Novembro	2 119 236
Dezembro	2 089 108	Dezembro	2 119 236
<b>Total</b>	<b>25 069 296</b>	<b>Total</b>	<b>25 430 832</b>



Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017		Renda do sobrecusto da PRE em 2018	
Janeiro	761 887	Janeiro	959 298
Fevereiro	761 887	Fevereiro	959 298
Março	761 887	Março	959 298
Abril	761 887	Abril	959 298
Maio	761 887	Maio	959 298
Junho	761 887	Junho	959 298
Julho	761 887	Julho	959 298
Agosto	761 887	Agosto	959 298
Setembro	761 887	Setembro	959 298
Outubro	761 887	Outubro	959 298
Novembro	761 887	Novembro	959 298
Dezembro	761 887	Dezembro	959 298
<b>Total</b>	<b>9 142 644</b>	<b>Total</b>	<b>11 511 576</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 317 736	Janeiro	2 828 148
Fevereiro	2 317 736	Fevereiro	2 828 148
Março	2 317 736	Março	2 828 148
Abril	2 317 736	Abril	2 828 148
Maio	2 317 736	Maio	2 828 148
Junho	2 317 736	Junho	2 828 148
Julho	2 317 736	Julho	2 828 148
Agosto	2 317 736	Agosto	2 828 148
Setembro	2 317 736	Setembro	2 828 148
Outubro	2 317 736	Outubro	2 828 148
Novembro	2 317 736	Novembro	2 828 148
Dezembro	2 317 736	Dezembro	2 828 148
<b>Total</b>	<b>27 812 832</b>	<b>Total</b>	<b>33 937 776</b>

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da  
PRE em 2020

Janeiro	1 544 227
Fevereiro	1 544 227
Março	1 544 227
Abril	1 544 227
Maio	1 544 227
Junho	1 544 227
Julho	1 544 227
Agosto	1 544 227
Setembro	1 544 227
Outubro	1 544 227
Novembro	1 544 227
Dezembro	1 544 227

Total	18 530 724
-------	------------

**Quadro 5-13 - Transferências da E-Redes para a Tagus referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018 e 2019**

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da  
PRE em 2017

Janeiro	12 620 933
Fevereiro	12 620 933
Março	12 620 933
Abril	12 620 933
Maio	12 620 933
Junho	12 620 933
Julho	12 620 933
Agosto	12 620 933
Setembro	12 620 933
Outubro	12 620 933
Novembro	12 620 933
Dezembro	12 620 933

Total	151 451 196
-------	-------------

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da  
PRE em 2018

Janeiro	13 857 419
Fevereiro	13 857 419
Março	13 857 419
Abril	13 857 419
Maio	13 857 419
Junho	13 857 419
Julho	13 857 419
Agosto	13 857 419
Setembro	13 857 419
Outubro	13 857 419
Novembro	13 857 419
Dezembro	13 857 419

Total	166 289 028
-------	-------------

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	8 813 536
Fevereiro	8 813 536
Março	8 813 536
Abril	8 813 536
Mai	8 813 536
Junho	8 813 536
Julho	8 813 536
Agosto	8 813 536
Setembro	8 813 536
Outubro	8 813 536
Novembro	8 813 536
Dezembro	8 813 536
<b>Total</b>	<b>105 762 432</b>

**Quadro 5-14 - Transferências da E-Redes para a CGD referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2019 e 2020**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	2 335 845	Janeiro	2 117 932
Fevereiro	2 335 845	Fevereiro	2 117 932
Março	2 335 845	Março	2 117 932
Abril	2 335 845	Abril	2 117 932
Mai	2 335 845	Mai	2 117 932
Junho	2 335 845	Junho	2 117 932
Julho	2 335 845	Julho	2 117 932
Agosto	2 335 845	Agosto	2 117 932
Setembro	2 335 845	Setembro	2 117 932
Outubro	2 335 845	Outubro	2 117 932
Novembro	2 335 845	Novembro	2 117 932
Dezembro	2 335 845	Dezembro	2 117 932
<b>Total</b>	<b>28 030 140</b>	<b>Total</b>	<b>25 415 184</b>

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da  
PRE em 2020

Janeiro	467 460
Fevereiro	467 460
Março	467 460
Abril	467 460
Maio	467 460
Junho	467 460
Julho	467 460
Agosto	467 460
Setembro	467 460
Outubro	467 460
Novembro	467 460
Dezembro	467 460
<b>Total</b>	<b>5 609 520</b>

**Quadro 5-15 - Transferências da E-Redes para o Banco Popular referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017**

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da  
PRE em 2017

Janeiro	1 025 081
Fevereiro	1 025 081
Março	1 025 081
Abril	1 025 081
Maio	1 025 081
Junho	1 025 081
Julho	1 025 081
Agosto	1 025 081
Setembro	1 025 081
Outubro	1 025 081
Novembro	1 025 081
Dezembro	1 025 081
<b>Total</b>	<b>12 300 972</b>

**Quadro 5-16 - Transferências da E-Redes para o BPI referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018, 2019 e 2020**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017		Renda do sobrecusto da PRE em 2017	
Janeiro	1 566 830	Janeiro	3 340 784
Fevereiro	1 566 830	Fevereiro	3 340 784
Março	1 566 830	Março	3 340 784
Abril	1 566 830	Abril	3 340 784
Maio	1 566 830	Maio	3 340 784
Junho	1 566 830	Junho	3 340 784
Julho	1 566 830	Julho	3 340 784
Agosto	1 566 830	Agosto	3 340 784
Setembro	1 566 830	Setembro	3 340 784
Outubro	1 566 830	Outubro	3 340 784
Novembro	1 566 830	Novembro	3 340 784
Dezembro	1 566 830	Dezembro	3 340 784
<b>Total</b>	<b>18 801 960</b>	<b>Total</b>	<b>40 089 408</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017		Renda do sobrecusto da PRE em 2018	
Janeiro	527 461	Janeiro	664 129
Fevereiro	527 461	Fevereiro	664 129
Março	527 461	Março	664 129
Abril	527 461	Abril	664 129
Maio	527 461	Maio	664 129
Junho	527 461	Junho	664 129
Julho	527 461	Julho	664 129
Agosto	527 461	Agosto	664 129
Setembro	527 461	Setembro	664 129
Outubro	527 461	Outubro	664 129
Novembro	527 461	Novembro	664 129
Dezembro	527 461	Dezembro	664 129
<b>Total</b>	<b>6 329 532</b>	<b>Total</b>	<b>7 969 548</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2019	
Janeiro	1 629 659	Janeiro	706 186
Fevereiro	1 629 659	Fevereiro	706 186
Março	1 629 659	Março	706 186
Abril	1 629 659	Abril	706 186
Mai	1 629 659	Mai	706 186
Junho	1 629 659	Junho	706 186
Julho	1 629 659	Julho	706 186
Agosto	1 629 659	Agosto	706 186
Setembro	1 629 659	Setembro	706 186
Outubro	1 629 659	Outubro	706 186
Novembro	1 629 659	Novembro	706 186
Dezembro	1 629 659	Dezembro	706 186
<b>Total</b>	<b>19 555 908</b>	<b>Total</b>	<b>8 474 232</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2020		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	1 774 672	Janeiro	1 036 469
Fevereiro	1 774 672	Fevereiro	1 036 469
Março	1 774 672	Março	1 036 469
Abril	1 774 672	Abril	1 036 469
Mai	1 774 672	Mai	1 036 469
Junho	1 774 672	Junho	1 036 469
Julho	1 774 672	Julho	1 036 469
Agosto	1 774 672	Agosto	1 036 469
Setembro	1 774 672	Setembro	1 036 469
Outubro	1 774 672	Outubro	1 036 469
Novembro	1 774 672	Novembro	1 036 469
Dezembro	1 774 672	Dezembro	1 036 469
<b>Total</b>	<b>21 296 064</b>	<b>Total</b>	<b>12 437 628</b>

**Quadro 5-17 - Transferências da E-Redes para o BBVA referente à parcela do montante do sobrecusto com a aquisição de energia e produtores em regime especial de 2017, 2018, 2019 e 2020**

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2017		Renda do sobrecusto da PRE em 2018	
Janeiro	1 142 831	Janeiro	1 438 948
Fevereiro	1 142 831	Fevereiro	1 438 948
Março	1 142 831	Março	1 438 948
Abril	1 142 831	Abril	1 438 948
Maio	1 142 831	Maio	1 438 948
Junho	1 142 831	Junho	1 438 948
Julho	1 142 831	Julho	1 438 948
Agosto	1 142 831	Agosto	1 438 948
Setembro	1 142 831	Setembro	1 438 948
Outubro	1 142 831	Outubro	1 438 948
Novembro	1 142 831	Novembro	1 438 948
Dezembro	1 142 831	Dezembro	1 438 948
<b>Total</b>	<b>13 713 972</b>	<b>Total</b>	<b>17 267 376</b>

Unidade: EUR		Unidade: EUR	
Renda do sobrecusto da PRE em 2019		Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	1 539 122	Janeiro	2 098 965
Fevereiro	1 539 122	Fevereiro	2 098 965
Março	1 539 122	Março	2 098 965
Abril	1 539 122	Abril	2 098 965
Maio	1 539 122	Maio	2 098 965
Junho	1 539 122	Junho	2 098 965
Julho	1 539 122	Julho	2 098 965
Agosto	1 539 122	Agosto	2 098 965
Setembro	1 539 122	Setembro	2 098 965
Outubro	1 539 122	Outubro	2 098 965
Novembro	1 539 122	Novembro	2 098 965
Dezembro	1 539 122	Dezembro	2 098 965
<b>Total</b>	<b>18 469 464</b>	<b>Total</b>	<b>25 187 580</b>

Unidade: EUR

Renda do sobrecusto da PRE em 2020	
Janeiro	507 757
Fevereiro	507 757
Março	507 757
Abril	507 757
Mai	507 757
Junho	507 757
Julho	507 757
Agosto	507 757
Setembro	507 757
Outubro	507 757
Novembro	507 757
Dezembro	507 757
Total	6 093 084

Os montantes acima referidos são recuperados pela E-Redes através da aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema e transferidos para a SU Eletricidade em duodécimos.

#### 5.4 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PARA A SU ELETRICIDADE NO ÂMBITO DAS MEDIDAS DE SUSTENTABILIDADE DO SEN

Os valores a transferir para a SU Eletricidade, pelas respetivas Entidades Públicas, decorrentes de medidas de sustentabilidade do SEN, para redução do diferencial de custo da PRE<sup>1</sup> e do sobrecusto do CAE referente a 2021 são os seguintes:



**Quadro 5-18 - Transferências no âmbito das medidas de sustentabilidade do SEN para a SU**  
**Eletricidade**

Unidade: EUR

	Contribuição extraordinária sobre o setor energético alocada ao sobrecutos PRE	Contribuição extraordinária sobre o setor energético alocada ao sobrecutos CAE	Montantes associados às receitas com Garantias de Origem	Montantes associados a 50% receita gerada pela tributação dos produtos petrolíferos e energéticos em sede de ISP
Janeiro	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Fevereiro	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Março	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Abril	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Maiο	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Junho	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Julho	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Agosto	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Setembro	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Outubro	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Novembro	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
Dezembro	11 718 667	3 686 833	500 788	62 500
<b>Total</b>	<b>140 624 000</b>	<b>44 242 000</b>	<b>6 009 453</b>	<b>750 000</b>

## 5.5 AMORTIZAÇÃO E JUROS DA DÍVIDA TARIFÁRIA

Dando cumprimento ao estipulado no n.º 7 do artigo 2.º do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 21 de agosto, no estabelecimento de tarifas para 2009, referente aos montantes de dívida gerada com a aplicação de medidas excecionais, identificam-se os montantes globais ainda em dívida.

Detalham-se ainda os montantes em dívida resultantes do mecanismo de alisamento quinquenal estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro<sup>73</sup>, até 2020, e pelo estabelecido no artigo 73-A.º do Decreto-Lei n.º 29/2006, de 15 de fevereiro, na sua redação atual, em 2021.

No caso dos montantes se encontrarem titularizados, identificam-se os bancos cessionários e respetivas importâncias.

<sup>73</sup> Na redação vigente à data (dada pelo Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, com as alterações provocadas pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto).

## Quadro 5-19 - Amortização e juros da dívida tarifária

Unidade: EUR

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

## Quadro 5-19 - Amortização e juros da dívida tarifária (cont)

Unidade: EUR

	Saldo em dívida em 2020	Juros 2021	Amortização 2021	Serviço da dívida incluído nas tarifas de 2021	Saldo em dívida em 2021
		(1)	(2)	(3) = (1)+(2)	
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2020</b>	759 611 401	4 218 122	188 328 354	192 546 476	<b>571 283 047</b>
<b>EDP Serviço Universal</b>	90 074	500	22 332	22 832	67 742
<b>CGD</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	100 264 954	556 771	24 858 413	25 415 184	75 406 541
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	22 130 010	122 888	5 486 632	5 609 520	16 643 377
<b>Santander</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	133 887 268	743 476	33 194 300	33 937 776	100 692 968
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	73 105 203	405 953	18 124 771	18 530 724	54 980 432
<b>BPI</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	84 014 693	466 534	20 829 530	21 296 064	63 185 162
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	49 067 447	272 472	12 165 156	12 437 628	36 902 291
<b>BCP</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	134 423 546	746 454	33 327 258	34 073 712	101 096 288
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	39 223 461	217 808	9 724 564	9 942 372	29 498 897
<b>BBVA</b>					
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	99 367 038	551 785	24 635 795	25 187 580	74 731 243
Diferimento do sobrecusto PRE de 2020	24 037 709	133 481	5 959 603	6 093 084	18 078 106
<b>Diferimento do sobrecusto PRE de 2021 <sup>[1]</sup></b>					1 104 614 432
<b>Tagus, SA</b>	<b>516 262 077</b>	<b>7 888 485</b>	<b>126 144 718</b>	<b>134 033 202</b>	<b>390 117 359</b>
Desvios de energia de 2007 e 2008 não repercutidos em tarifas de 2009	382 198 797	5 839 998	93 387 373	99 227 371	288 811 423
Sobrecusto da PRE 2009	134 063 280	2 048 487	32 757 344	34 805 831	101 305 936
<b>Prémio de emissão ao abrigo do n.º 6 do Despacho n.º 27 677/2008</b>	<b>0</b>	<b>-208 885</b>	<b>0</b>	<b>-208 885</b>	<b>0</b>
Titularização do sobrecusto da PRE de 2009		-208 885		-208 885	0
<b>Total</b>	<b>2 756 679 314</b>	<b>32 593 941</b>	<b>1 104 615 276</b>	<b>1 137 209 217</b>	<b>2 756 678 470</b>

Nota: <sup>[1]</sup> O valor total do sobrecusto PRE previsto para 2021 é de 1 748,1 milhões de euros.

## 5.6 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2019 E 2020

Dando cumprimento ao estipulado na alínea b) do n.º 1 do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 237-B/2006, de 18 de dezembro identificam-se por entidade regulada os montantes de ajustamentos referentes a 2019 e 2020 e respetivos juros.

Quadro 5-20 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2021	Ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Ajustamento provisório calculado em 2019 e incluído nas tarifas de 2020	Juros do ajustamento provisório calculado em 2019 e incluído nas tarifas de 2020	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamento do ano de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2021	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2020	Ajustamento provisório do ano de 2020 a recuperar(-) a devolver (+) em 2021	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2021
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread)] x (1+i+spread)	(3)	(4) = [(3) x (1+i+spread)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)-(3)+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+i+spread)-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (5)+(9)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-96 478	-487	-53 416	-118	0	-43 431	-103 976,97	-230,56	-104 207	-147 639
<b>Proveitos permitidos à REN Trading</b>	<b>-96 478</b>	<b>-487</b>	<b>-53 416</b>	<b>-118</b>	<b>0</b>	<b>-43 431</b>	<b>-103 977</b>	<b>-231</b>	<b>-104 207</b>	<b>-147 639</b>

Quadro 5-21 - Valor dos ajustamentos de 2019 incluídos nos proveitos permitidos da ADENE

Tarifas 2021	Ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Ajustamento do ano de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2021
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread)] x (1+i+spread)	(3) = (1)+(2)
Operação Logística de Mudança de Comercializador	18	0	18
<b>Proveitos permitidos à ADENE</b>	<b>18</b>	<b>0</b>	<b>18</b>

Quadro 5-22 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da REN

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2021	Ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Ajustamento provisório calculado em 2019 e incluído nas tarifas de 2020	Juros do ajustamento provisório calculado em 2019 e incluído nas tarifas de 2020	Incentivo à disponibilidade da rede de transporte, referente a r-2	Acerto do CAPEX e interruptibilidade	Total dos ajustamentos de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2021	Acerto do CAPEX de 2020 em tarifas de 2021	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2021
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread)] x (1+i+spread)	(3)	(4) = [(3) x (1+i+spread)-1]	(5)	(6)	(7) = (1)+(2)-(3)-(4)-(5)-(6)	(8)	(9) = (7)+(8)
Gestão Global do Sistema (GGS)	-11 350	-57	-2 268	-5		514	-9 649	-974	-10 624
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	4 545	23			0	11 946	-7 378	11 365	3 987
<b>Proveitos permitidos à REN</b>	<b>-6 805</b>	<b>-34</b>	<b>-2 268</b>	<b>-5</b>	<b>0</b>	<b>12 461</b>	<b>-17 027</b>	<b>10 391</b>	<b>-6 636</b>

Quadro 5-23 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da E-Redes

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2021	Ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Acerto do CAPEX	Ajustamento do ano de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2021	Acerto do CAPEX de 2020 em tarifas de 2021	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2021
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread)] x (1+i+spread)	(3)	(4) = (1)+(2)-(3)	(5)	(6)	(7) = (4)+(5)+(6)
Compra e venda do acesso a rede de transporte (CVAT)	-19 135	-97		-19 231			-19 231
Distribuição de Energia Elétrica (DEE)	18 005	91	10 587	7 509	10 640	32	18 181
<b>Proveitos permitidos à E-Redes</b>	<b>-1 130</b>	<b>-6</b>	<b>10 587</b>	<b>-11 722</b>	<b>10 640</b>	<b>32</b>	<b>-1 050</b>

Quadro 5-24 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2021	Ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Ajustamento provisório calculado em 2019 e incluído nas tarifas de 2020	Juros do ajustamento provisório calculado em 2019 e incluído nas tarifas de 2020	Ajustamento do ano de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2021	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2020	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2020	Ajustamento provisório do ano de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2020	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em 2021
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread) x (1+spread)]	(3)	(4) = [(3) x (1+spread)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+spread)-1]	(8) = (6)+(7)	(9) = (5)+(8)
Compra e Venda de Energia Elétrica	-358 618	-1 811	-120 556	-267	-239 606	-397 641	-882	-398 523	-638 129
Sobrecusto da PRE	-388 070	-1 960	-149 424	-331	-240 274	-444 279	-985	-445 264	-685 538
CVEE	28 340	143	28 869	64	-450	46 638	103	46 741	46 291
Ajustamento da aditividade tarifária	1 113	6			1 119				1 119
Comercialização (C)	-305	-2			-307				-307
<b>Proveitos permitidos à SU Eletricidade</b>	<b>-358 923</b>	<b>-1 813</b>	<b>-120 556</b>	<b>-267</b>	<b>-239 913</b>	<b>-397 641</b>	<b>-882</b>	<b>-398 523</b>	<b>-638 435</b>

Quadro 5-25 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da EDA

Unidade: Milhares de euros

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2021	Acerto do CAPEX de 2020 atualizado para 2021	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2021
	(1)	(2) = [(1) x (1+spread)x (1+spread)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-2 365	-12	-1 833	-4 210	921	-3 289
Distribuição de Energia Elétrica	1 594	8	-1 274	327	11	339
Comercialização de Energia Elétrica	11	0	-96	-85	24	-61
<b>Proveitos permitidos à EDA</b>	<b>-760</b>	<b>-4</b>	<b>-3 204</b>	<b>-3 968</b>	<b>957</b>	<b>-3 011</b>

Quadro 5-26 - Valor dos ajustamentos de 2019 e 2020 incluídos nos proveitos permitidos da EEM

Unidade: Milhares de euros

	Ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2019	Acerto do CAPEX	Total dos ajustamentos de 2019 a recuperar(-) a devolver (+) em 2021	Acerto do CAPEX de 2020 atualizado para 2021	Total dos ajustamentos a recuperar (-) a devolver (+) em 2021
	(1)	(2) = [(1) x (1+i+spread)x (1+i+spread)-1]	(3)	(4)=(1)+(2)+(3)	(5)	(6)=(4)+(5)
Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	-8 079	-47	-2 662	-10 788	1 441	-9 348
Distribuição de Energia Elétrica	1 415	4	-1 340	80	548	628
Comercialização de Energia Elétrica	112	0	-84	28	5	33
<b>Proveitos permitidos à EEM</b>	<b>-6 553</b>	<b>-42</b>	<b>-4 086</b>	<b>-10 680</b>	<b>1 994</b>	<b>-8 687</b>





## 6 PREÇOS DE SERVIÇOS REGULADOS

### 6.1 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DE RELAÇÕES COMERCIAIS

#### 6.1.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

Os artigos 76.º, 136.º, 208.º e 270.º do Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico (RRC), preveem, respetivamente, a fixação anual dos seguintes valores:

- Preços dos serviços de interrupção e de restabelecimento do fornecimento de energia elétrica,
- Quantia mínima a pagar em caso de mora,
- Encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais,
- Preços de leitura extraordinária.

O RRC estabelece que os preços dos serviços regulados são aprovados pela ERSE, na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes (no caso dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento e no caso da leitura extraordinária) e pelos comercializadores de último recurso (para a quantia mínima a pagar em caso de mora).

Os encargos com o serviço de ativação de instalações eventuais (feiras, circos e outros eventos com duração limitada) são, nos termos estabelecidos no RRC, atualizados pelos operadores das redes, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflador implícito no consumo privado.

#### 6.1.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

A E-Redes, no quadro do que lhe está regulamentarmente atribuído, efetuou propostas específicas de fixação dos preços dos serviços regulados a vigorarem em 2021.

A respeito dos valores propostos pela E-Redes convirá recordar que a ERSE, aquando da fixação de Tarifas e Preços a vigorar em 2015, definiu que esta empresa deveria justificar os valores adotados para os encargos administrativos com as atuações para as quais se definem preços de serviços regulados. A proposta da empresa, para efeitos do ano de 2016, integrou informação de justificação dos valores propostos para os custos de estrutura respetivos, tendo a ERSE aceite o valor de 20% para a recuperação

dos custos de natureza administrativa das tarefas sujeitas a preço regulado, percentual que se tem mantido nos últimos anos e que a empresa propõe que se mantenha para efeitos do ano de 2021.

Adicionalmente, na sua proposta, e à semelhança do ano transato, a E-Redes refere que “Relativamente aos custos com as tarefas executadas pelos PSE<sup>74</sup>, estes foram baseados nos preços de referência da Empreitada Contínua (EC 2015), atualizados de acordo com a revisão extraordinária ocorrida em 2019, a qual levou à atualização da mão-de-obra utilizada em algumas das tarefas com a consequente alteração dos preços de referência aplicáveis.”.

Por seu lado, a SU Eletricidade, na qualidade de comercializador de último recurso apresentou, como estabelecido no RRC, proposta para a quantia mínima a pagar em caso de mora, a qual prevê a manutenção dos valores aprovados para 2020 uma vez que, segundo a empresa, não se verificaram alterações dos fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas, face ao ano anterior.

A EDA e a EEM propõem para 2021 a atualização dos preços em vigor em 2020, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, da Comissão Europeia, no valor de 1,4%, com exceção da quantia mínima a pagar em caso de mora, cujas propostas são de manutenção dos valores aprovados para 2020.

#### 6.1.2.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

##### **E-REDES**

A E-Redes apresentou à ERSE proposta para os preços de leitura extraordinária aplicáveis a clientes em BTN<sup>75</sup>, em 2021, nos termos indicados no Quadro 6-1. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

À semelhança dos anos anteriores, estes preços correspondem a 50% dos custos de realização da respetiva tarefa. A repartição destes custos entre operador de rede e cliente é justificada pela empresa com o facto de a realização de leituras reais ser também do seu interesse. De referir, ainda, que os custos reportados

---

<sup>74</sup> Prestadores de Serviço Externo

<sup>75</sup> A utilização generalizada da telecontagem em AT, MT e BTE permite que se possa prescindir da aprovação do preço deste serviço para estes níveis de tensão, tal como se verificou nos anos anteriores.

pela empresa correspondem aos preços contratados com os prestadores de serviço externo (concurso de empreitada contínua), acrescidos de encargos administrativos e de estrutura da E-Redes, no valor de 20%.

**Quadro 6-1 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da E-Redes para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela E-Redes para 2021	Variação (%)
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,97	6,99	0,3%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	25,62	26,90	5,0%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	25,62	26,90	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-1 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Conforme referido, as leituras extraordinárias de instalações de clientes em BTN são, em regra, efetuadas por prestadores de serviço externo. Os valores negociados para vigorarem no ano de 2021, a que acrescem 20% relativos aos custos administrativos e de estrutura, apresentam-se no Quadro 6-2 para melhor entendimento da proposta apresentada pela empresa.

**Quadro 6-2 – Valores das tarefas a realizar por prestadores de serviço externo ao serviço da E-Redes, em 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Tarefa Prestador Serviço	Custo Administrativo	Custo Total
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,65	2,33	13,98
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	64,24	12,85	77,09
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	64,24	12,85	77,09

**EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES**

Os preços propostos pela EDA para o serviço de leitura extraordinária constam do Quadro 6-3. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EDA para 2021. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, no valor de 1,4%.

**Quadro 6-3 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EDA para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EDA para 2021	Variação (%)
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,00	11,15	1,4%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,03	22,34	1,4%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,53	27,92	1,4%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,65	5,73	1,4%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,03	22,34	1,4%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,53	27,92	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-3 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA**

Os preços propostos pela EEM para o serviço de leitura extraordinária constam do Quadro 6-4. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2021. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, no valor de 1,4%.

Quadro 6-4 – Preços da leitura extraordinária – Proposta da EEM para 2021

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EEM para 2021	Variação (%)
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,00	11,15	1,4%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,02	22,33	1,4%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,52	27,91	1,4%
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,58	7,69	1,4%
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	20,88	21,17	1,4%
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,53	27,92	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-4 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

#### 6.1.2.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

A SU Eletricidade, a EDA e a EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, propuseram, para 2021, a manutenção dos valores da quantia mínima a pagar em caso de mora que, recorde-se, vigoram em Portugal continental desde 1999, data da sua primeira publicação pela ERSE.

Os valores propostos constam do Quadro 6-5.

Quadro 6-5 – Quantia mínima a pagar em caso de mora – Propostas da SU Eletricidade, da EDA e da EEM para 2021

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM para 2021	Variação (%)
Até 8 dias	1,25	1,25	0,0%
Mais de 8 dias	1,85	1,85	0,0%

### 6.1.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

#### REN – REDE ELÉCTRICA NACIONAL

A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

#### E-REDES

Os valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica propostos pela E-Redes para 2021 são apresentados no Quadro 6-6. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor.

Os preços propostos pela empresa resultam do preço das tarefas contratadas a prestadores de serviço externo (concurso de empreitada contínua estabelecido em 2015), refletindo a atualização de acordo com a revisão das condições contratuais acordada em 2019, acrescidos de encargos administrativos e de estrutura que representam 20% dos serviços contratados.

Deste modo, genericamente, a E-Redes propõe reduções entre 0,2% e 0,5% dos preços a aplicar nos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica, face a 2020. As exceções às reduções de preço referidas, todas ao nível da BTN, são:

- Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenção ao nível do ponto de alimentação, que a empresa propõe que sejam aumentados em 0,2%,
- Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, com intervenções técnicas especiais ao nível do ramal, em chegadas aéreas e em chegadas subterrâneas, que a empresa propõe que sejam aumentados, respetivamente, em 10,5% e 4,6%,
- O preço do adicional para restabelecimento urgente do fornecimento, que a empresa propõe que seja aumentado em 5,0%.

Quadro 6-6 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica –  
Proposta da E-Redes para 2021

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela E-Redes para 2021	Variação (%)
AT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	117,91	117,27	-0,5%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	772,46	768,28	-0,5%
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	88,52	88,04	-0,5%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	249,05	247,70	-0,5%
BTE	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	34,87	34,68	-0,5%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	13,08	13,01	-0,5%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	33,13	33,05	-0,2%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	56,92	56,61	-0,5%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	42,37	42,14	-0,5%
BTN	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	11,77	11,79	0,2%
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	13,08	13,01	-0,5%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	14,32	15,82	10,5%
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	54,10	56,61	4,6%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	30,59	32,12	5,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-6 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Adicionalmente, a E-Redes propõe, pela primeira vez, uma diferenciação dos preços respeitantes aos serviços de interrupção e restabelecimento na circunstância em que o recurso a estes serviços decorra de situações de fraude ou furto de energia elétrica. A fundamentação apresentada para esta proposta assenta, segundo a empresa, na especificidade e complexidade das operações de deteção e regularização de situações de fraude e de furto, que requerem uma cadeia de valor própria para a sua gestão e tratamento<sup>76</sup>, com reflexo em termos de custos.

Com o enquadramento referido, os valores dos preços dos serviços de interrupção e restabelecimento associados a operações de deteção e regularização de situações de fraude e furto de energia elétrica propostos pela E-Redes para 2021 são apresentados no Quadro 6-7.

**Quadro 6-7 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento no âmbito da fraude ou furto de energia elétrica – Proposta da E-Redes para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços propostos pela E-Redes para 2021
MT	Interrupção / Restabelecimento	249,89
BTE	Interrupção / Restabelecimento	145,93
BTN	Interrupção / Restabelecimento	124,95

Aos valores indicados no Quadro 6-7 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

#### EDA – ELECTRICIDADE DOS AÇORES

O Quadro 6-8 apresenta os valores propostos pela EDA para 2021 para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na Região Autónoma dos Açores. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam genericamente da aplicação, pela empresa, da taxa de variação do deflator implícito

<sup>76</sup> A proposta elenca, nomeadamente, a necessidade de sistemas de analítica avançada de suporte à deteção, equipas de terreno com formação, treino e equipamento específicos, processos administrativos, troca de correspondência com os clientes, recurso a contencioso, operações de serviço mais complexas.



no consumo privado previsto para 2021, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, da Comissão Europeia, no valor de 1,4%.

**Quadro 6-8 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica –  
Proposta da EDA para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EDA para 2021	Variação (%)
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	66,07	66,69	0,9%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	220,23	223,31	1,4%
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	16,52	16,75	1,4%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,53	27,92	1,4%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	33,04	33,50	1,4%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	61,73	62,59	1,4%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	66,07	66,99	1,4%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b> Clientes em BTN	22,83	22,75	-0,4%
	Clientes em BTE	24,23	24,57	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-8 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**EEM – EMPRESA DE ELECTRICIDADE DA MADEIRA**

O Quadro 6-9 apresenta os valores propostos pela EEM para 2021 para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica na Região Autónoma da Madeira. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual face aos preços atualmente em vigor. Os valores propostos resultam da aplicação, pela empresa, da taxa de variação do deflador implícito no consumo

privado previsto para 2021, constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, da Comissão Europeia, no valor de 1,4%.

**Quadro 6-9 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica –  
Proposta da EEM para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EEM para 2021	Variação (%)
AT e MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	66,04	66,96	1,4%
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	220,14	223,22	1,4%
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	12,24	12,41	1,4%
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	16,52	16,75	1,4%
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,49	27,87	1,4%
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	33,02	33,48	1,4%
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	79,50	80,61	1,4%
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	82,59	83,75	1,4%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b> Clientes em BTN	22,78	23,10	1,4%
	Clientes em BTE	24,23	24,57	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-9 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

### 6.1.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2021

Como referido anteriormente, os preços dos serviços regulados previstos no RRC são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes e pelos comercializadores de último recurso.

Em regra, os serviços regulados correspondem a atuações solicitadas aos operadores das redes, que têm uma natureza individualizada, i.e., não correspondem a atuações sistémicas dos operadores. Fundamentalmente por esta razão, é definido um preço explicitado dessa atuação, de modo a que a utilização destes serviços não corresponda a um aumento dos custos operacionais dos operadores das redes e, conseqüentemente, das tarifas de uso das redes suportadas por todos os utilizadores.

Por outro lado, a natureza regulada do preço destina-se a assegurar que a prestação do serviço é nivelada, de acordo com regras de requisição e custeio transparentes. É neste sentido que se promove, no quadro da definição do preço para estes serviços regulados, a aderência dos mesmos aos custos incorridos pelo prestador do serviço, de resto, em linha com as recomendações do Conselho Tarifário.

A definição de preços regulados alinhados com a estrutura de custos decorre, assim, da análise da informação justificativa que acompanha as propostas dos operadores e de outra informação necessária à sua concretização. Uma parte dessa informação diz respeito aos critérios de atualização que melhor se adequam à estrutura e natureza das atividades desenvolvidas. Aquando da revisão das disposições regulamentares de 2011, a ERSE propôs a adoção do deflator implícito no consumo privado como indexante de atualização dos custos de ligação de instalações eventuais. A razão fundamental da utilização de tal indexante prende-se com a maior adequação desta variável à natureza dos serviços em causa, quando comparada com a que se obtém do deflator do PIB (que agrega outros componentes macroeconómicos não necessariamente alinhados com os serviços em causa).

Integrando no contexto atual para 2021 os resultados obtidos com os trabalhos desenvolvidos desde 2011, a ERSE propõe que os preços dos serviços regulados sejam aprovados tendo em conta os seguintes pressupostos:

- Promover a continuação da aderência dos preços aos custos de prestação dos serviços regulados. O processo de aderência dos preços aos custos dos serviços prestados aos clientes em BTN tem vindo a ser efetuado de forma gradual, limitando os aumentos anuais dos preços a 5%, em linha com a metodologia seguida na aprovação dos preços desde 2012,

- Aceitar as propostas de preços das empresas que sejam devidamente justificadas ou que resultem de processos concorrenciais de contratação,
- Atualizar os preços em vigor pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2021 (1,4%<sup>77</sup>) quando as empresas não apresentam justificação para a proposta de manutenção dos preços em vigor ou quando esta refere uma atualização por aplicação de um indexante de preço. Deste modo, pretende-se assegurar a aderência alcançada a partir de 2012 dos preços aos seus respetivos custos,
- Manter a uniformização dos preços dos serviços regulados alcançada em 2012 para um número significativo de serviços.

Em acréscimo, e atendendo ao objetivo de fazer aderir os preços dos serviços regulados à respetiva estrutura de custos, a ERSE considera que a justificação apresentada pela E-Redes para a estrutura de custos administrativos seguida para Portugal continental, assente na regra de 20% sobre o custo de prestação de serviço por terceiros, poderá manter-se em 2021, uma vez que beneficia da redução do custo generalizado de prestação de serviços e porque a empresa, na justificação apresentada à ERSE revela rácios entre o custo de estrutura e os custos com a prestação dos serviços que excedem os referidos 20%.

Tendo por base este enquadramento, apresentam-se seguidamente as justificações da ERSE para os preços em 2021 dos serviços regulados previstos no RRC.

#### 6.1.3.1 PREÇOS DE LEITURA EXTRAORDINÁRIA

##### PORTUGAL CONTINENTAL

A necessidade de realização de leituras extraordinárias está associada ao facto de um elevado número de contadores ainda sem acesso remoto se situar no interior das residências dos clientes, o que dificulta a realização das leituras normais (previstas nos roteiros de leitura). Esta situação ganha maior relevância pelo facto de, em muitos casos, os clientes se encontrarem ausentes das suas residências durante o horário de realização das leituras normais (dias úteis, das 8 às 17 horas).

A proposta da E-Redes para os valores dos preços a vigorarem em 2021 para a realização de leituras extraordinárias – baseada nos valores contratados com os prestadores de serviço externo – considera que

---

<sup>77</sup> Fonte: Relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, p.175, da Comissão Europeia.

os mesmos devem resultar da repartição do seu custo real dividido igualmente entre o cliente e o operador da rede.

A ERSE reconhece o interesse para o sistema elétrico da realização de leituras extraordinárias, designadamente para prevenir situações de consumo fraudulento, considerando-se indispensável que os operadores das redes ofereçam aos clientes a possibilidade de prestação destes serviços a preços acessíveis e em horários alargados.

Considerando as razões expostas, a ERSE aceita a metodologia proposta pela E-Redes, que consubstancia um aumento de 5,0% do preço de leitura extraordinária, exceto nos dias úteis entre as 08:00 e as 17:00, em que esse aumento é de 0,3%.

Assim, os preços a cobrar em Portugal continental pela realização de leituras extraordinárias, nos termos previstos no artigo 270.º do RRC, são os constantes do Quadro 6-10.

#### Quadro 6-10 – Preços de leitura extraordinária em Portugal continental para 2021

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	6,99
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	26,90
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	26,90

Aos valores constantes do Quadro 6-10 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes em Portugal continental cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-10.

#### REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito no consumo privado previsto para 2021), os preços em vigor em 2021 resultam de um aumento de 1,4% face aos de 2020.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma dos Açores em 2021 são os constantes do Quadro 6-11.

**Quadro 6-11 – Preços de leitura extraordinária na RAA para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
MT (sem telecontagem) e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,15
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,92
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	5,73
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,34
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,92

Aos valores constantes do Quadro 6-11 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da Região Autónoma dos Açores cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-11.

#### **REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços ao custo de prestação do serviço alcançada em 2012, e uma vez que a taxa de variação proposta pela empresa coincide com a que adota a ERSE como pressuposto de atualização (taxa de variação do deflator implícito no consumo privado previsto para 2021), os preços em vigor em 2021 resultam de um aumento de 1,4% face aos de 2020.

Deste modo, os preços de leitura extraordinária a aplicar na Região Autónoma da Madeira em 2021 são os constantes do Quadro 6-12.

**Quadro 6-12 – Preços de leitura extraordinária na RAM para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Horário	Preços
AT, MT e BTE	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	11,15
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	22,33
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,91
BTN	Dias úteis (08:00 às 17:00 horas)	7,69
	Dias úteis (17:01 às 22:00 horas)	21,17
	Sábados, Domingos e Feriados (09:00 às 17:00 horas)	27,92

Aos valores constantes do Quadro 6-12 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Aos clientes da Região Autónoma da Madeira cujas instalações se encontrem em telecontagem não se aplicam os encargos de leitura extraordinária constantes do Quadro 6-12.

#### 6.1.3.2 QUANTIA MÍNIMA A PAGAR EM CASO DE MORA

Os valores para a quantia mínima a pagar em caso de mora mantêm-se inalterados desde 1999, ano em que foram aprovados pela primeira vez pela ERSE<sup>78</sup>. A aprovação destes valores ocorreu após demonstração de que os mesmos se destinavam exclusivamente a suprir os custos administrativos incorridos pelos comercializadores de último recurso com a existência de atrasos de pagamento por parte dos clientes.

Recorde-se que a quantia mínima é aplicada somente aos clientes em BTN e nos casos em que o valor dos juros de mora é muito reduzido, não cobrindo os custos adicionais de processamento administrativo motivados pelo atraso no pagamento das faturas de energia elétrica.

A proposta efetuada pela SU Eletricidade, pela EDA e pela EEM, na qualidade de comercializadores de último recurso, para os valores de quantia mínima a pagar em caso de mora não sofre alterações face a 2020, nem se alteram os fundamentos para os custos provocados pelo atraso no pagamento das faturas.

<sup>78</sup> Tendo em 2004 sido adotados para as regiões autónomas dos Açores e da Madeira.

Estes factos permitem, no entender da ERSE, concluir que os valores em vigor são adequados, não se justificando a sua atualização.

Face ao exposto, os valores de quantia mínima em caso de mora em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira não sofrem alterações, correspondendo aos que se apresentam no Quadro 6-13.

**Quadro 6-13 – Valor da quantia mínima a pagar em caso de mora para 2021, em Portugal continental, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Atraso no pagamento	Preços
Até 8 dias	1,25
Mais de 8 dias	1,85

Os prazos referidos no Quadro 6-13 são contínuos.

**6.1.3.3 PREÇOS DE ATIVAÇÃO DO FORNECIMENTO A INSTALAÇÕES EVENTUAIS**

O serviço de ativação do fornecimento a instalações eventuais foi aprovado pela primeira vez para vigorar em 2012. O artigo 208.º do RRC prevê que o valor dos encargos com este serviço seja atualizado anualmente, a partir de janeiro de 2014, de acordo com o valor previsto para o deflador implícito no consumo privado que, com os pressupostos adotados pela ERSE, será de 1,4% em 2021.

Deste modo, os preços para vigorarem em 2021 em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira são os que constam do Quadro 6-14.

**Quadro 6-14 – Preços de ativação do fornecimento a instalações eventuais para 2021, em Portugal continental, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Cliente	Preços
BTE	113,10
BTN	51,01

Aos valores constantes do Quadro 6-14 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.



## 6.1.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPÇÃO E RESTABELECIMENTO DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

**PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM MAT**

A entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte não apresentou qualquer proposta de alteração aos valores vigentes para os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica de instalações ligadas à rede de transporte.

Deste modo, considera-se adequado manter em 2021 os preços em vigor para 2020. Os preços aprovados para vigorarem em 2021 são os que constam do Quadro 6-15.

**Quadro 6-15 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em Portugal continental, em MAT, para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MAT	<b>Cliente abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo:</b> Interrupção / Restabelecimento	271,45
	<b>Cliente não abastecido por linhas dedicadas de uso exclusivo (valor por cada linha de ligação):</b> Interrupção / Restabelecimento	1927,95

Aos valores constantes do Quadro 6-15 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**PORTUGAL CONTINENTAL – INSTALAÇÕES EM AT, MT E BT**

Os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento de energia elétrica são aplicados aos clientes na sequência de incumprimento das suas obrigações contratuais. A interrupção de fornecimento de energia elétrica é precedida de aviso prévio com a antecedência mínima de 20 dias relativamente à data em que irá ocorrer, período durante o qual o cliente pode diligenciar no sentido de evitar a interrupção e o consequente pagamento destes serviços.

Considerando a proposta da E-Redes e a limitação de 5% para os aumentos anuais dos preços dos serviços prestados aos clientes em BTN, em linha com a metodologia adotada desde 2012, os preços aprovados para vigorarem em 2021 são os que constam do Quadro 6-16.

**Quadro 6-16 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento em Portugal continental, para 2021  
(AT, MT e BT)**

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	117,27
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	768,28
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	88,04
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	247,7
BTE	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	34,68
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	13,01
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	33,05
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	56,61
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	42,14
BTN	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	11,79
	Adicional para operação de enfiamento/desenfiamento de derivação	13,01
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas</i> Interrupção / Restabelecimento	15,04
	<i>Chegadas subterrâneas</i> Interrupção / Restabelecimento	56,61
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	32,12

Aos valores constantes do Quadro 6-16 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

Como referido no capítulo 6.1.2.3, a E-Redes apresentou uma proposta de preços para os serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica dirigida às situações em que a interrupção resulta de fraude ou furto.

No que se segue, apresenta-se o resultado da análise por parte da ERSE à proposta da empresa.

Desde logo, reconhecendo-se que os operadores das redes incorrem em custos específicos com a deteção e ação face a procedimentos fraudulentos, cabe referir que estes dispõem de meios para, através da via judicial, acionar a responsabilidade civil e eventualmente criminal dos infratores, se assim o entenderem, para efeitos de ressarcimento.

No referencial dos preços dos serviços regulados importa apurar se, no conceito de “serviços de interrupção e de restabelecimento”, cabem serviços tipicamente relacionados com o procedimento fraudulento e que a E-Redes especifica no enquadramento da proposta.

Assim, importa fazer uma distinção entre o que é o serviço de interrupção e restabelecimento<sup>79</sup>, em termos regulamentares, e o que são serviços associados mas não diretamente relacionados com a interrupção ou o restabelecimento, podendo estar a montante ou a jusante destes – será esse o caso dos serviços de deteção, de inspeção ou a cobrança efetiva, seja extrajudicial, seja judicial. Ora, estes serviços, no entendimento da ERSE, vão para além dos serviços de interrupção e de restabelecimento e, por força da sua natureza, dependerão das circunstâncias concretas da situação de fraude e do procedimento adotado. Por este motivo, os custos com esses serviços devem estar perfeitamente destriçados dos serviços de interrupção e de restabelecimento, tendo naturalmente por fonte a lei (ou a regulamentação), o que, atualmente, cabe reconhecer, não sucede.

Adicionalmente, a consideração de todos estes serviços no âmbito dos serviços de interrupção e de restabelecimento retira transparência ao procedimento de determinação dos custos e à necessária individualização dos preços dos serviços e atividades associados, claramente distintos – o que não é conforme à lei nem à regulamentação aplicáveis.

---

<sup>79</sup> Com o enquadramento dado pelo Regulamento de Relações Comerciais do setor elétrico e pelo Regulamento da Qualidade de Serviço do setor elétrico e do setor do gás natural.

Assim, no quadro atual, os operadores das redes devem recuperar os custos que ultrapassam os da interrupção e restabelecimento pela via civil ou penal, peticionando os valores que entenderem devidos e sujeitos ao ónus da prova quanto à sua exigibilidade.

Sem prejuízo do referido anteriormente, existindo elementos que venham a demonstrar que os procedimentos necessários para promoção exclusiva da interrupção ou do restabelecimento em caso de fraude ou furto<sup>80</sup> são distintos e mais onerosos, poderá justificar-se a sua autonomização futura (que, no entanto, não poderá assumir a abrangência que a E-Redes apresenta na sua proposta).

### **REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES**

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2020 foram atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2021 (no valor de 1,4%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem na Região Autónoma dos Açores em 2021 são os que constam do Quadro 6-17.

---

<sup>80</sup> Como no de outras situações tipificadas regulamentarmente.

Quadro 6-17 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAA, para 2021

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	66,99
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	223,31
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> Interrupção / Restabelecimento	16,75
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,92
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	33,50
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	62,59
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	66,99
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	
	Clientes em BTN	23,15
	Clientes em BTE	24,57

Aos valores constantes do Quadro 6-17 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

#### REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Considerando a necessidade de assegurar a aderência dos preços aos custos de prestação do serviço alcançada em 2012, os preços dos serviços de interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica em vigor em 2020 foram atualizados pelo deflator implícito no consumo privado previsto para 2021 (no valor de 1,4%). Deste modo, os preços aprovados para vigorarem na Região Autónoma da Madeira em 2021 são os que constam do Quadro 6-18.

Quadro 6-18 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento na RAM, para 2021

Unidade: EUR

Cliente	Serviços	Preços
AT e MT	<b>Sem utilização de meios especiais:</b> Interrupção / Restabelecimento	66,96
	<b>Com utilização de meios especiais (intervenção de equipas de Trabalhos em Tensão - TET):</b> Interrupção / Restabelecimento	223,22
BT	<b>Intervenção ao nível do ponto de alimentação:</b> <i>BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	12,41
	<i>BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	16,75
	<b>Intervenções técnicas especiais ao nível do ramal:</b> <i>Chegadas aéreas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	27,87
	<i>Chegadas aéreas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	33,48
	<i>Chegadas subterrâneas BTN</i> Interrupção / Restabelecimento	80,61
	<i>Chegadas subterrâneas BTE</i> Interrupção / Restabelecimento	83,75
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RQS</b>	
	Clientes em BTN	23,10
	Clientes em BTE	24,57

Aos valores constantes do Quadro 6-18 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

Nos termos previstos no RQS, o restabelecimento urgente de fornecimento deve ser efetuado no prazo máximo de quatro horas.

## 6.2 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DOS SERVIÇOS DAS REDES INTELIGENTES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

### 6.2.1 ENQUADRAMENTO REGULAMENTAR

O artigo 33.º do Regulamento dos Serviços das Redes Inteligentes de Distribuição de Energia Elétrica (RSRI)<sup>81</sup> prevê a fixação de preços para os seguintes serviços regulados a prestar pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão:

- Alteração temporária da potência contratada de forma remota,
- Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição,
- Interrupção e restabelecimento remotos,
- Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão,
- Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes.

O RSRI estabelece que os preços destes serviços regulados são aprovados pela ERSE na sequência de propostas fundamentadas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

### 6.2.2 PROPOSTAS DAS EMPRESAS

Relativamente aos preços dos serviços regulados previstos no âmbito do RSRI, a ERSE recebeu propostas da E-Redes e da EEM.

A proposta da E-Redes salienta que a prestação destes serviços se encontra ainda na fase de aprendizagem e que o ano de 2020, fruto da pandemia COVID-19, se reveste de condições atípicas, razão pela qual admite que a metodologia apresentada poderá ser aperfeiçoada à medida que a experiência na sua prestação aumente.

---

<sup>81</sup> Regulamento n.º 610/2019, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 147, de 2 de agosto.

Adicionalmente, a E-Redes indica que a grande maioria destes serviços assenta no recurso às funcionalidades de operações remotas, utilizando para tal os sistemas desenvolvidos e que, pese embora essas operações possam ter uma duração e complexidade distintas, se justifica manter, em 2021, o racional adotado para 2020, de definição de uma intervenção tipo representativa, assim como o respetivo preço, 3,00 €, simplificando, de acordo com a empresa, o processo da definição do preço unitário.

Por sua vez, a EEM propõe para 2021 a atualização dos preços em vigor em 2020, por aplicação do deflator implícito no consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, da Comissão Europeia, no valor de 1,4%.

#### 6.2.2.1 PREÇO DO SERVIÇO DE ALTERAÇÃO TEMPORÁRIA DA POTÊNCIA CONTRATADA DE FORMA REMOTA

##### **E-REDES**

A proposta da E-Redes desagrega a prestação do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota nas seguintes etapas:

- Redução temporária da potência contratada (pedido expresso por parte do comercializador com a indicação do acordo dado pelo cliente),
- Interrupção do fornecimento,
- Restabelecimento do fornecimento,
- Reposição da potência contratada inicial.

Tratando-se de operações remotas no contador, a empresa propõe manter o racional adotado em 2020 de estabelecimento de um preço unitário por intervenção, a aplicar às operações cuja execução seja necessária. Nos casos em que a operação de restabelecimento do fornecimento ocorra em simultâneo com a reposição da potência contratada inicial, a proposta é a de cobrança de apenas uma destas intervenções.

Os preços propostos pela E-Redes para a alteração temporária da potência contratada de forma remota para 2021 são os indicados no Quadro 6-19.



**Quadro 6-19 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da E-Redes para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela E-Redes para 2021	Variação (%)
BTN	<b>Alteração temporária da potência contratada de forma remota:</b>			
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,00	3,00	0,0%
	Interrupção remota do fornecimento	3,00	3,00	0,0%
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,00	3,00	0,0%
	Reposição da potência contratada inicial	3,00	3,00	0,0%

\* Caso o restabelecimento remoto do fornecimento ocorra em simultâneo com a reposição da potência contratada inicial só é cobrado o valor correspondente a uma operação remota.

Aos valores indicados no Quadro 6-19 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

## EEM

Os preços propostos pela EEM para o serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota constam do Quadro 6-20. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2021. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, no valor de 1,4%.

**Quadro 6-20 – Preços da alteração temporária da potência contratada de forma remota – Proposta da EEM para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EEM para 2021	Variação (%)
BTN	<b>Alteração temporária da potência contratada de forma remota:</b>			
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,00	3,04	1,4%
	Interrupção remota do fornecimento	3,00	3,04	1,4%
	Restabelecimento remoto do fornecimento	3,00	3,04	1,4%
	Reposição da potência contratada inicial	3,00	3,04	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-20 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.2.2 PREÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E POSTERIOR RESSELAGEM PARA ACESSO À PORTA SÉRIE DE COMUNICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

### E-Redes

A metodologia proposta pela E-Redes para a formação do preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, assente no pressuposto de que ambas as operações se concretizam numa única deslocação ao local de consumo, é semelhante à adotada em 2020, e faz uso da referência do preço da tarefa em horário normal, realizada em regra por prestadores de serviço externo, acrescendo 20% relativamente a encargos administrativos e de estrutura<sup>82</sup>.

Deste modo, o preço proposto pela E-Redes para a operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição é o indicado no Quadro 6-25.

<sup>82</sup> Ver Quadro 6-2, custo total em horário normal.

**Quadro 6-21 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição – Proposta da E-Redes para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela E-Redes para 2021	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,00	14,00	0,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-25 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

## EEM

O preço proposto pela EEM para a operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição consta do Quadro 6-27. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2021. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, no valor de 1,4%.

**Quadro 6-22 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição – Proposta da EEM para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EEM para 2021	Variação (%)
BTN	Operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,00	14,20	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-27 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

## 6.2.2.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUÇÃO E RESTABELECIMENTO REMOTOS

**E-REDES**

A E-Redes propõe, à semelhança da metodologia adotada em 2020, que o preço a considerar por cada uma das operações remotas (interrupção ou restabelecimento) corresponda ao preço unitário para a operação remota tipo representativa, como explicado em 6.2.2. Do mesmo modo, para o restabelecimento urgente, propõe-se um adicional à religação remota normal com um preço correspondente ao da realização de uma operação remota.

Assim, os preços propostos pela E-Redes para os serviços de interrupção e restabelecimento remotos, incluindo o adicional para restabelecimento urgente do fornecimento, são os indicados no Quadro 6-29.

**Quadro 6-23 - Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da E-Redes para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela E-Redes para 2021	Variação (%)
BTN	<b>Operação remota:</b> Interrupção/Restabelecimento	3,00	3,00	0,0%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI</b>	3,00	3,00	0,0%

Aos valores indicados no Quadro 6-29 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**EEM**

Os preços propostos pela EEM para os serviços de interrupção e restabelecimento remotos constam do Quadro 6-24. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2021. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do

deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, no valor de 1,4%.

**Quadro 6-24 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento remotos – Proposta da EEM para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EEM para 2021	Variação (%)
BTN	<b>Operação remota:</b> Interrupção/Restabelecimento	3,00	3,04	1,4%
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI</b>	3,00	3,04	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-24 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.2.4 PREÇOS DE AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO INTELIGENTES, PELOS AUTOCONSUMIDORES, AOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

### E-REDES

A E-Redes refere na sua proposta que a operacionalização da legislação e da regulamentação do autoconsumo<sup>83</sup> depende da existência de comunicações e que, no caso da BTN, está em curso a campanha de *rollout* de instalação de equipamentos de medição inteligentes.

A aquisição de equipamentos de medição inteligentes pelos autoconsumidores está prevista regulamentarmente em duas situações. Por um lado, relativamente ao ponto fronteira da instalação de consumo, sempre que não esteja planeada pelo operador de rede a sua instalação no prazo de 12 meses ou, estando prevista essa instalação, o autoconsumidor pretenda antecipá-la. Por outro lado, relativamente

<sup>83</sup> São identificados os seguintes requisitos para essa operacionalização, a título de exemplo: aplicação de saldos de 15 minutos, partilha de produção, disponibilização de diagramas de carga de 15 minutos, leitura diária remota.

aos pontos de ligação das unidades de produção, quer no contexto de autoconsumo individual, quer no de autoconsumo coletivo. Cabe referir que a aquisição destes equipamentos pelos autoconsumidores aos operadores das redes é sempre facultativa. Contudo, sendo essa a sua opção, o preço por estes cobrado – no caso da BTN – é regulado.

Nas situações referidas no parágrafo anterior, ainda que por razões distintas, a empresa defende que é necessário utilizar equipamentos de medição inteligentes com capacidade de comunicação GPRS<sup>84</sup>, de modo a assegurar a operacionalização imediata das instalações.

No caso do ponto fronteira da instalação de consumo, se não estiver prevista a instalação de equipamento de medição inteligente no prazo de 12 meses, também não está preparada a infraestrutura a montante, nomeadamente ao nível do respetivo posto de transformação, pelo que o equipamento de medição terá que ter capacidade autónoma de comunicação<sup>85</sup>.

No caso do ponto de ligação da unidade de produção para autoconsumo individual, observadas as condições que determinam a sua instalação, e tendo presente que os respetivos custos de instalação (colocação em funcionamento) e exploração são imputados aos autoconsumidores, a E-Redes refere que os equipamentos de medição devem ser de tecnologia GPRS, não apenas para garantir a segregação de custos e uma adequada separação face à estrutura de medição própria do operador da rede, mas também porque, segundo a empresa, existe elevada incerteza relativamente à fiabilidade da comunicação baseada em PLC<sup>86</sup> em equipamentos de medição instalados para além da rede de distribuição<sup>87</sup>.

Do mesmo modo, a incerteza relativa à fiabilidade da comunicação baseada em PLC deve, nos termos da proposta apresentada, determinar a instalação de equipamentos de medição inteligentes de tecnologia GPRS no caso do ponto de ligação da unidade de produção para autoconsumo coletivo sendo que, nestes casos, a criticidade dessa fiabilidade é particularmente relevante uma vez que está em causa a repartição da energia produzida pela unidade de produção pelas instalações de utilização associadas. Ao contrário do

---

<sup>84</sup> *General Packet Radio Service*

<sup>85</sup> Na sua proposta a empresa refere que, embora estejam a ser testadas outras tecnologias, só está neste momento disponível a solução GPRS.

<sup>86</sup> *Power Line Communication*

<sup>87</sup> O sucesso da comunicação pode ser afetado quer pela distância do equipamento de medição à rede, quer pela sua eventual proximidade de elementos eletrónicos, de que são exemplo os inversores utilizados nos painéis fotovoltaicos.

que sucede no autoconsumo individual, os custos de instalação e exploração deste equipamento, incluindo a comunicação GPRS e a eventual substituição, são da responsabilidade do operador da rede.

Com o enquadramento anterior, a E-Redes propõe, para 2021, os preços do Quadro 6-25, para equipamentos monofásicos e trifásicos, de modo a refletir o custo efetivo de aquisição pela empresa de equipamentos de medição com tecnologia GPRS.

**Quadro 6-25 - Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da E-Redes para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços propostos pela E-Redes para 2021
BTN	<b>Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:</b>	
	Contagem trifásica	115,39
	Contagem monofásica	79,99

Aos valores indicados no Quadro 6-25 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

## EEM

Os preços propostos pela EEM para a aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão constam do Quadro 6-26. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre os preços atualmente em vigor e os preços propostos pela EEM para 2021. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, no valor de 1,4%.

**Quadro 6-26 – Preços de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão – Proposta da EEM para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EEM para 2021	Variação (%)
BTN	<b>Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:</b>			
	Contagem trifásica	51,18	51,90	1,4%
	Contagem monofásica	24,15	24,49	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-37 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.2.5 PREÇO DO SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

**E-REDES**

O preço proposto pela E-Redes relativo ao serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes (que, maioritariamente, depende de deslocação ao local de consumo) resulta, à semelhança da metodologia adotada para 2020, do custo de uma tarefa executada por prestador de serviço externo em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que devem ser somados os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga.

Assim, o preço proposto pela E-Redes para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes é o indicado no Quadro 6-35.



**Quadro 6-27 - Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da E-Redes para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela E-Redes para 2021	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	29,58	29,79	0,7%

Aos valores indicados no Quadro 6-27 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

### EEM

O preço proposto pela EEM para o serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes consta do Quadro 6-28. Neste quadro é igualmente indicada a variação percentual entre o preço atualmente em vigor e o preço proposto pela EEM para 2021. A taxa de variação resultante corresponde à aplicação do deflator do consumo privado constante do relatório *European Economic Forecast – Spring 2020*, no valor de 1,4%.

**Quadro 6-28 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes – Proposta da EEM para 2021**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços em vigor em 2020	Preços propostos pela EEM para 2021	Variação (%)
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	29,58	29,99	1,4%

Aos valores indicados no Quadro 6-28 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

### 6.2.3 PREÇOS A VIGORAR EM 2021

Os preços dos serviços regulados previstos no RSRI são aprovados anualmente pela ERSE com base nas propostas apresentadas pelos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

Para efeitos do ano de 2021, a ERSE recebeu propostas da E-Redes e da EEM.

Salvaguardada a reduzida experiência de aplicação dos preços dos serviços regulados previstos no RSRI, os pressupostos adotados pela ERSE para a sua aprovação coincidem com os aplicáveis aos preços previstos no RRC, nos termos do capítulo 6.1.3, detalhando-se seguidamente as justificações consideradas necessárias.

#### 6.2.3.1 PREÇO DO SERVIÇO DE ALTERAÇÃO TEMPORÁRIA DA POTÊNCIA CONTRATADA DE FORMA REMOTA

##### **PORTUGAL CONTINENTAL**

A proposta apresentada pela E-Redes assenta na manutenção justificada dos preços adotados em 2020, numa lógica de consideração das diversas etapas/operações que podem estar associadas a este serviço (redução da potência contratada, interrupção do fornecimento, restabelecimento do fornecimento, reposição da potência contratada inicial).

Nesta medida, aceitando a ERSE a proposta da empresa, os preços a cobrar em Portugal continental pelo serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota, enquadrado pelo disposto nos artigos 30.º e 33.º do RSRI, são os constantes do Quadro 6-29.

**Quadro 6-29 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota, para 2021, em Portugal continental**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Alteração temporária da potência contratada de forma remota:</b>	
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,00
	Interrupção remota do fornecimento	3,00
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,00
	Reposição da potência contratada inicial	3,00

\* Caso o restabelecimento remoto do fornecimento ocorra em simultâneo com a reposição da potência contratada inicial só é cobrado o valor correspondente a uma operação remota.

Aos valores indicados no Quadro 6-29 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

A proposta apresentada pela EEM assenta na atualização dos valores que vigoram em 2020 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, atentos os pressupostos adotados.

Face ao exposto, os preços a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira pelo serviço de alteração temporária da potência contratada de forma remota, enquadrado pelo disposto nos artigos 30.º e 33.º do RSRI, são os constantes do Quadro 6-30.

**Quadro 6-30 – Preços do serviço de alteração temporária da potência contratada remotamente, para 2021, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Alteração temporária da potência contratada de forma remota:</b>	
	Redução temporária da potência contratada para 1,15 kVA	3,04
	Interrupção remota do fornecimento	3,04
	Restabelecimento remoto do fornecimento*	3,04
	Reposição da potência contratada inicial	3,04

\* Caso o restabelecimento remoto do fornecimento ocorra em simultâneo com a reposição da potência contratada inicial só é cobrado o valor correspondente a uma operação remota.

Aos valores indicados no Quadro 6-30 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.2 PREÇO DA OPERAÇÃO DE DESSELAGEM E POSTERIOR RESSELAGEM PARA ACESSO À PORTA SÉRIE DE COMUNICAÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO

**PORTUGAL CONTINENTAL**

A proposta apresentada pela E-Redes assenta na manutenção justificada do preço adotado em 2020, que decorre do custo de uma tarefa realizada por prestador de serviço externo em horário normal, a que acrescem encargos administrativos e de estrutura, no pressuposto de que a desselagem e a resselagem ocorrem na mesma deslocação ao local de consumo.

Nesta medida, aceitando a ERSE a proposta da empresa, o preço a cobrar em Portugal continental pela operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, enquadrado pelo disposto nos artigos 20.º e 33.º do RSRI, é o constante do Quadro 6-31.

**Quadro 6-31 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, para 2021, em Portugal continental**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,00

Ao valor indicado no Quadro 6-31 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

A proposta apresentada pela EEM assenta na atualização do valor que vigora em 2020 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, atentos os pressupostos adotados.

Face ao exposto, o preço a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira pela operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, enquadrado pelo disposto nos artigos 20.º e 33.º do RSRI, é o constante do Quadro 6-32.

**Quadro 6-32 – Preço da operação de desselagem e posterior resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição, para 2021, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Operação de desselagem e resselagem para acesso à porta série de comunicação dos equipamentos de medição	14,20

Ao valor indicado no Quadro 6-32 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

6.2.3.3 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE INTERRUPTÃO E RESTABELECIMENTOS REMOTOS

**PORTUGAL CONTINENTAL**

A proposta apresentada pela E-Redes assenta na manutenção justificada dos preços adotados em 2020, correspondendo ao preço unitário para uma operação remota tipo representativa, como explicado em 6.2.2.

Nesta medida, aceitando a ERSE a proposta da empresa, os preços a cobrar em Portugal continental pelos serviços de interrupção e restabelecimento remotos, incluindo o adicional para restabelecimento urgente, enquadrados pelo disposto nos artigos 28.º e 33.º do RSRI, são os que constam do Quadro 6-33.

**Quadro 6-33 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, para 2021, em Portugal continental**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Operação remota:</b> Interrupção/Restabelecimento	3,00
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI</b>	3,00

Aos valores indicados no Quadro 6-33 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

A proposta apresentada pela EEM assenta na atualização dos valores que vigoram em 2020 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, atentos os pressupostos adotados.

Face ao exposto, os preços a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira pelos serviços de interrupção e restabelecimento remotos, incluindo o adicional para restabelecimento urgente, enquadrados pelo disposto nos artigos 28.º e 33.º do RSRI, são os constantes do Quadro 6-34.

**Quadro 6-34 – Preços dos serviços de interrupção e restabelecimento, para 2021, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços <sup>88</sup>
BTN	<b>Operação remota:</b> Interrupção/Restabelecimento	3,04
	<b>Adicional para restabelecimento urgente do fornecimento de energia elétrica nos prazos previstos no RSRI</b>	3,04

Aos valores indicados no Quadro 6-34 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

#### 6.2.3.4 PREÇOS DOS SERVIÇOS DE AQUISIÇÃO DOS EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO INTELIGENTES, PELOS AUTOCONSUMIDORES, AOS OPERADORES DAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO EM BAIXA TENSÃO

No que se segue é recuperado o racional que justificou, à data, o estabelecimento de um preço regulado no RSRI relativo à aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes em baixa tensão.

O Decreto-Lei n.º 153/2014<sup>88</sup>, de 20 de outubro, previa, no artigo 22.º, que a contagem da energia fornecida pela unidade de produção à rede e da energia adquirida ao comercializador pudesse ser realizada pelo mesmo equipamento desde que adequado para medir nos dois sentidos.

<sup>88</sup> Criou os regimes jurídicos aplicáveis à produção de eletricidade destinada ao autoconsumo e ao da venda à rede elétrica de serviço público a partir de recursos renováveis, por intermédio de Unidades de Pequena Produção.

Uma vez que o referido diploma era omissivo em relação à responsabilidade pelos encargos decorrentes desse equipamento de medição bidirecional, a ERSE, no início de 2016, consagrou no Guia de Medição, Leitura e Disponibilização de Dados do setor elétrico uma partilha desses encargos entre operador da rede e autoconsumidor, assente no duplo propósito do equipamento: medição da injeção na rede e medição do consumo a partir da rede. Assim, ficou estabelecido que o encargo de aquisição do equipamento seria imputado ao autoconsumidor e os restantes encargos ao operador da rede que, nessa medida, o integraria no seu parque de equipamentos de medição.

Dado que não ficou regulamentarmente previsto que o preço de aquisição do equipamento de medição pelo autoconsumidor ao operador da rede seria regulado, os operadores das redes enquadraram esse preço no âmbito dos designados serviços não regulados.

Com o objetivo de normalizar este serviço, e como primeira abordagem, a ERSE, no início de 2019, no âmbito da consulta pública do RSRI, propôs que os operadores das redes suportassem o custo de aquisição deste equipamento, atentas, quer a racionalidade técnica e económica da escolha pela instalação de equipamento bidirecional, quer a minimização das barreiras existentes para adesão ao regime de autoconsumo (uma vez que, de qualquer forma, a respetiva instalação de consumo seria, mais cedo ou mais tarde, dotada de contador inteligente).

Dado que esta proposta não mereceu acolhimento por parte dos participantes na consulta, tornou-se então necessário estabelecer um preço para a prestação deste serviço regulado na BTN, que viria a ficar consagrado no RSRI, no seu artigo 33.º.

Deste modo, o preço previsto no RSRI respeita à aquisição pelos autoconsumidores aos operadores das redes, por sua opção, de equipamento de medição bidirecional<sup>89</sup>, nos termos do artigo 22.º do Decreto-Lei n.º 153/2014.

Como se sabe, no entanto, o Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro<sup>90</sup>, viria a estabelecer, no artigo 31.º, a revogação do Decreto-Lei n.º 153/2014. Por outro lado, por razões de simplificação e tendo presente o exigente calendário de aprovação, o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, prevê, no artigo 25.º, a aplicação de um preço

---

<sup>89</sup> Em vez de equipamento autónomo para medição da injeção na rede.

<sup>90</sup> Que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001.

regulado para aquisição de equipamento de medição pelo autoconsumidor ao operador da rede, remetendo para o preço estabelecido no RSRI (quando, em rigor, o seu enquadramento é distinto).

Com efeito, o preço previsto no RAC aplica-se na circunstância do autoconsumidor, em BTN, optar por adquirir ao operador da rede equipamento de medição inteligente que dê cumprimento ao disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019 (e não ao disposto no Decreto-Lei n.º 153/2014) e no próprio RAC que preveem, nomeadamente, desagregação quarto-horária e leitura remota diária<sup>91</sup>, concluindo-se pela maior exigência ao nível dos requisitos funcionais dos equipamentos, incluindo respetivas comunicações, face ao previsto no RSRI.

Tendo presente o anteriormente exposto, a ERSE propõe para 2021 a não aprovação de preços de aquisição de equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes, ao abrigo do estabelecido no artigo 33.º do RSRI. Em contrapartida, propõe-se a aprovação de preços para este serviço ao abrigo do disposto no Decreto-Lei n.º 162/2019 e no RAC, como se concretiza no capítulo 6.3.

Por último, cabe referir que, nos termos estabelecidos no Decreto-Lei n.º 162/2019, o RAC será objeto de revisão pela ERSE ainda durante o ano de 2020, antecipando-se a consagração autónoma do preço do serviço regulado em causa, bem como a revogação do preço previsto na alínea d), do n.º 1 do artigo 33.º do RSRI.

#### 6.2.3.5 PREÇO DO SERVIÇO DE RECOLHA PONTUAL DE DIAGRAMAS DE CARGA DE INSTALAÇÕES DE CONSUMO DOTADAS DE EQUIPAMENTO DE MEDIÇÃO INTELIGENTE NÃO INTEGRADAS EM REDES INTELIGENTES

### PORTUGAL CONTINENTAL

A proposta apresentada pela E-Redes, à semelhança da metodologia adotada para 2020, reflete o custo de uma tarefa executada por prestador de serviço externo em horário normal, incluindo encargos administrativos e de estrutura, a que se somam os custos com o armazenamento, tratamento e disponibilização dos diagramas de carga, resultando num aumento de 0,7% face ao preço que vigora em 2020.

---

<sup>91</sup> Quando, ao abrigo do Decreto-Lei n.º 153/2014, eram recolhidos valores acumulados mensais, por período horário, e a leitura remota era mensal.



Nesta medida, aceitando a ERSE a proposta da empresa, o preço a cobrar em Portugal continental pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 33.º e 50.º do RSRI, é o que consta do Quadro 6-35.

**Quadro 6-35 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, para 2021, em Portugal continental**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	29,79

Ao valor indicado no Quadro 6-35 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

**REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES E REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA**

A proposta apresentada pela EEM assenta na atualização dos valores que vigoram em 2020 através do indexante adotado pela ERSE. Nesta medida, a ERSE aceita a proposta da empresa, estendendo-a à Região Autónoma dos Açores, atentos os pressupostos adotados.

Face ao exposto, o preço a cobrar nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira pelo serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, enquadrado pelo disposto nos artigos 33.º e 50.º do RSRI, é o constante do Quadro 6-36.

**Quadro 6-36 – Preço do serviço de recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes, para 2021, na RAA e na RAM**

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preço <sup>1</sup>
BTN	Recolha pontual de diagramas de carga de instalações de consumo dotadas de equipamento de medição inteligente não integradas em redes inteligentes	29,99

Ao valor indicado no Quadro 6-36 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.

### 6.3 PREÇOS PREVISTOS NO REGULAMENTO DO AUTOCONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica (RAC), aprovado pelo Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março, prevê, nos números 4 e 5, do artigo 25.º, um preço regulado para a aquisição, em BTN, de equipamento de medição inteligente, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão.

O equipamento de medição em causa deve permitir o cumprimento do previsto no Decreto-Lei n.º 162/2019, de 25 de outubro, que aprova o regime jurídico aplicável ao autoconsumo de energia renovável, transpondo parcialmente a Diretiva 2018/2001, bem como no próprio RAC, em particular ao nível da desagregação temporal dos registos e da periodicidade diária de leitura remota.

Esta circunstância, conjugada com o que se referiu nos capítulos 6.2.2.4 e 6.2.3.4, determina a necessidade de instalação de equipamentos de medição de tecnologia GPRS, sejam monofásicos ou trifásicos.

Deste modo, e tendo por base a proposta apresentada pela E-Redes, com a fundamentação apresentada no capítulo 6.2.2.4, que a ERSE aceita, os preços aprovados para vigorarem em 2021, em Portugal continental e nas regiões autónomas dos Açores e da Madeira, são os que constam do Quadro 6-37.

Quadro 6-37 - Preços do serviço de aquisição dos equipamentos de medição inteligentes, pelos autoconsumidores, aos operadores das redes de distribuição em baixa tensão, para 2021, em Portugal continental, na RAA e na RAM

Unidade: EUR

Cliente	Serviço	Preços
BTN	<b>Aquisição dos equipamentos de medição inteligentes:</b>	
	Contagem trifásica	115,39
	Contagem monofásica	79,99

Aos valores indicados no Quadro 6-37 é acrescido o IVA à taxa legal em vigor.



## 7 ANÁLISE DO IMPACTE DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

No presente capítulo apresentam-se os impactes nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE para o ano 2021. Os impactes são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios<sup>92</sup>: (i) das tarifas por atividade; (ii) das tarifas de Acesso às Redes; (iii) das tarifas Aditivas de Venda a Clientes Finais; (iv) das tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso; (v) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA; e (vi) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. Adicionalmente são ainda apresentadas análises sobre a convergência tarifária entre Portugal continental e as Regiões Autónomas (secção 7.7), sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (secção 7.7) e sobre o impacte das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado em BTN (secção 7.9).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 7.1 até 7.6 importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2020 e 2021, designadamente pela identificação de três estados distintos:

- **«Tarifas 2020<sup>93</sup>, consumos 2020»**: O primeiro estado corresponde à situação no ano 2020, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2020, conforme o documento “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2020” da ERSE conjugado com o efeito da revisão trimestral ocorrida em abril de 2020.
- **«Tarifas 2020, consumos 2021»**: O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2021, conforme o presente documento, embora assumindo as tarifas do ano 2020.
- **«Tarifas 2021, consumos 2021»**: O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2021 e as respetivas quantidades para esse ano.

---

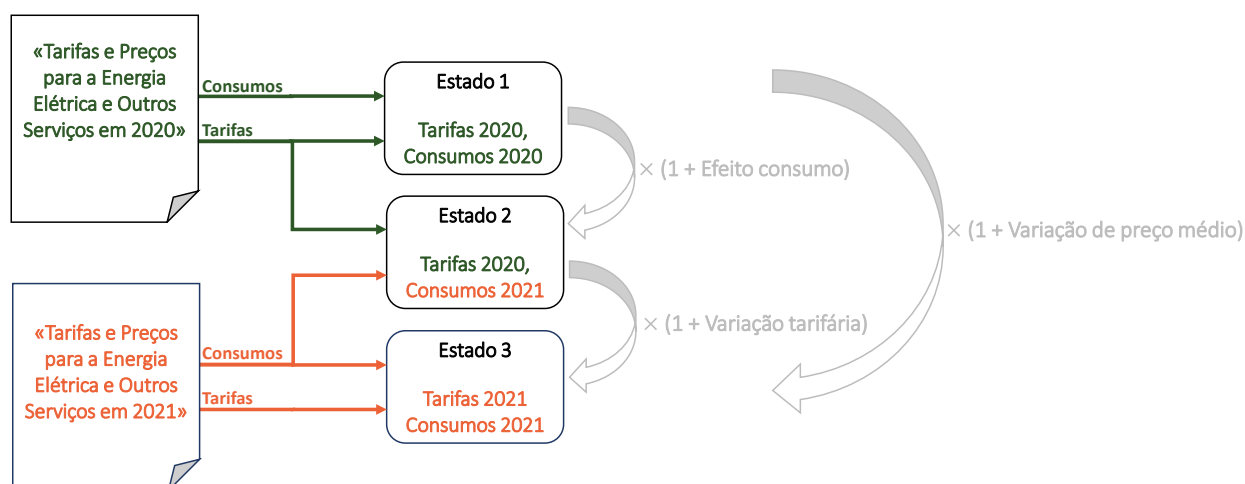
<sup>92</sup> Entende-se por «preço médio», medido em €/kWh, a divisão entre os proveitos (em euros) de uma atividade e o respetivo consumo de energia elétrica (em kWh).

<sup>93</sup> As «Tarifas 2020» consideram o impacte anualizado da revisão trimestral ocorrida em abril de 2020.

Com esta separação é possível identificar os efeitos que afetam a variação dos preços médios das tarifas no que respeita, por um lado, à variação dos preços das tarifas e, por outro lado, à alteração do cabaz de quantidades vendidas (ver Figura 7-1). A variação do preço médio representa a conjugação da variação dos preços das tarifas (variação tarifária) com a alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo). Em termos algébricos, a variação de preço médio entre o ano 2020 (estado 1) e o ano 2021 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação <sup>94</sup>:

$$(1+\text{Variação de preço médio})=(1+\text{Variação tarifária})\times(1+\text{Efeito consumo})$$

Figura 7-1 - Decomposição da variação de preço médio



Nota: As «Tarifas 2020» consideram o impacto anualizado da revisão trimestral ocorrida em abril de 2020.

Em resumo, o efeito da variação tarifária entre um ano e o ano seguinte traduz a alteração dos preços das tarifas, assumindo a estrutura de consumos do ano seguinte.

<sup>94</sup> Para variações reduzidas, por exemplo, inferiores a 2%, a equação pode ser aproximada da seguinte forma: Variação de preço médio  $\approx$  Variação tarifária + Efeito consumo.

## 7.1 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE

### 7.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2020 E 2021

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2020 e 2021.

A Figura 7-2 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para as várias tarifas que compõem a tarifa de acesso às redes, a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado. A figura identifica que a tarifa de uso global do sistema, as tarifas de uso da rede de transporte, a tarifa de uso da rede de distribuição em AT, a tarifa de uso da rede de distribuição em MT e a tarifa de uso da rede de distribuição em BT apresentam acréscimos tarifários entre 2020 e 2021. Apenas a tarifa de operação logística de mudança de comercializador apresenta uma variação tarifária negativa. Estas variações tarifárias, conjugadas com o efeito consumo, conduzem a acréscimos no preço médio das diversas tarifas por atividade, com exceção da tarifa de operação logística de mudança de comercializador e da tarifa de uso da rede de transporte em MAT, que apresentam uma redução no preço médio entre 2020 e 2021.

Figura 7-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de acesso às redes

Tarifa	Preço médio 2020	Preço médio 2021	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	<b>0,00003 €/kWh</b> Receitas: 1 279 mil € Quantidades: 46 298 GWh	<b>0,00003 €/kWh</b> Receitas: 1 189 mil € Quantidades: 45 599 GWh	-5,6%	<b>-7,3%</b>	1,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	<b>0,0413 €/kWh</b> Receitas: 1 913 903 mil € Quantidades: 46 298 GWh	<b>0,0442 €/kWh</b> Receitas: 2 013 356 mil € Quantidades: 45 599 GWh	6,8%	<b>6,2%</b>	0,6%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	<b>0,0029 €/kWh</b> Receitas: 6 799 mil € Quantidades: 2 382 GWh	<b>0,0028 €/kWh</b> Receitas: 6 793 mil € Quantidades: 2 436 GWh	-2,3%	<b>2,0%</b>	-4,2%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	<b>0,0056 €/kWh</b> Receitas: 245 206 mil € Quantidades: 43 916 GWh	<b>0,0058 €/kWh</b> Receitas: 252 183 mil € Quantidades: 43 162 GWh	4,6%	<b>3,3%</b>	1,3%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	<b>0,0016 €/kWh</b> Receitas: 68 807 mil € Quantidades: 43 916 GWh	<b>0,0016 €/kWh</b> Receitas: 69 669 mil € Quantidades: 43 162 GWh	3,0%	<b>2,1%</b>	0,9%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	<b>0,0071 €/kWh</b> Receitas: 260 176 mil € Quantidades: 36 785 GWh	<b>0,0073 €/kWh</b> Receitas: 264 870 mil € Quantidades: 36 128 GWh	3,7%	<b>2,8%</b>	0,9%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	<b>0,0307 €/kWh</b> Receitas: 660 338 mil € Quantidades: 21 515 GWh	<b>0,0312 €/kWh</b> Receitas: 671 561 mil € Quantidades: 21 506 GWh	1,7%	<b>0,5%</b>	1,2%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A Figura 7-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de energia e a tarifa de comercialização, as quais são suportadas apenas pelos consumidores do mercado regulado, uma vez que os consumidores do mercado liberalizado negociam o preço da energia e da comercialização diretamente com os comercializadores de mercado. No caso da tarifa de energia assiste-se a um decréscimo de -14,7% do preço médio, impulsionado essencialmente pelo efeito da variação tarifária (-14,4%). No caso da tarifa de comercialização prevê-se um acréscimo de +6,4% no preço médio entre 2020 e 2021, explicado por uma variação tarifária de +4,0% e por um efeito consumo de +2,2%.



Figura 7-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização

Tarifa	Preço médio 2020	Preço médio 2021	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	<b>0,0690 €/kWh</b> Receitas: 167 085 mil € Quantidades: 2 421 GWh	<b>0,0589 €/kWh</b> Receitas: 126 053 mil € Quantidades: 2 141 GWh	-14,7%	<b>-14,4%</b>	-0,3%
Tarifa de Comercialização	<b>0,0093 €/kWh</b> Receitas: 22 613 mil € Quantidades: 2 421 GWh	<b>0,0099 €/kWh</b> Receitas: 21 264 mil € Quantidades: 2 141 GWh	6,4%	<b>4,0%</b>	2,2%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de energia o preço médio de 2020 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2020.

### 7.1.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS POR ATIVIDADE ENTRE 2002 E 2021

O Quadro 7-1 apresenta a evolução nas tarifas das atividades reguladas em termos reais e nominais desde o ano 2002 <sup>95</sup>.

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em MT e em BT apresentam em 2021 um valor real inferior face ao ano de 2002, graças aos ganhos de eficiência que têm sido alcançados e, consequentemente, partilhados com os consumidores.

A tarifa de Uso Global do Sistema tem observado uma tendência de crescimento desde 2002, fruto do incremento acentuado dos custos de interesse económico geral. Note-se que estes custos de interesse económico geral têm crescido em volume (é exemplo o sobrecusto com a produção em regime especial) e em número (novos custos foram sendo incluídos na tarifa ao longo dos anos, como a remuneração dos terrenos dos centros electroprodutores e os CMEC). Nas tarifas de 2009 a tendência de crescimento foi contrariada, por via das disposições constantes do Decreto-Lei n.º 165/2008 que adiaram os sobrecustos com a produção em regime especial de 2009 por um período máximo de 15 anos, com efeitos a partir de 2010. Nas tarifas de 2012 a 2021, entre outras situações, a variação reflete a recuperação dos sobrecustos com a produção em regime especial num período quinquenal, ao abrigo do n.º 1 do artigo 73.º A do Decreto-Lei n.º 78/2011, de 20 de junho, alterado pelo Decreto-Lei n.º 178/2015, de 27 de agosto e pelo

<sup>95</sup> Os preços médios apresentados até 2021 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias.

Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro. Em 2019 observou-se uma redução da tarifa de Uso Global do Sistema, mas em 2020 e em 2021 retoma-se a tendência de crescimento.

**Quadro 7-1 - Evolução real e nominal das tarifas por atividade (ano 2002 = 100)**

Preço médio (ano 2002 = 100)		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energia	real	100	96	101	103	97	96	88	123	86	81	103	104	101	99	89	83	87	103	91	77
	nominal	100	100	107	113	110	111	104	148	104	97	123	127	125	125	113	107	114	138	125	107
OLMC	real																	100	101	102	103
	nominal																	100	100	99	92
Uso Rede Transporte	real	100	93	103	104	101	113	144	144	186	178	172	206	223	172	162	191	172	150	140	143
	nominal	100	96	109	114	114	131	170	173	223	214	205	251	274	216	207	249	227	201	192	198
Uso Rede Distribuição AT	real	100	97	77	70	78	72	148	161	161	142	157	164	165	151	148	156	124	117	103	104
	nominal	100	101	82	76	88	84	175	193	194	170	188	200	203	190	189	203	163	157	141	144
Uso Rede Distribuição MT	real	100	96	91	84	89	91	94	98	98	85	95	100	99	87	85	91	72	68	58	59
	nominal	100	99	97	92	101	106	111	117	118	102	114	123	122	109	109	118	95	91	79	81
Uso Rede Distribuição BT	real	100	95	93	88	87	91	98	89	99	91	92	96	95	91	96	90	82	79	76	76
	nominal	100	98	98	97	99	106	115	107	119	110	111	118	117	115	122	117	108	106	104	105
Uso Global do Sistema	real	100	131	138	192	222	268	436	49	473	676	654	638	708	841	903	935	928	728	755	791
	nominal	100	135	146	210	251	312	515	58	569	811	782	780	873	1058	1155	1214	1223	975	1033	1097
Comercialização em MAT, AT e MT	real	100	285	436	334	267	238	71	219	126	133	141	145	140	449	448	438	182	374	254	10
	nominal	100	295	462	365	301	276	84	262	152	160	169	178	173	564	573	569	239	502	348	14
Comercialização BTE	real	100	165	254	240	194	195	84	107	69	68	72	79	76	103	452	452	44	46	191	231
	nominal	100	171	269	263	219	227	99	128	83	82	86	96	94	129	578	587	58	61	262	320
Comercialização BTN	real	100	139	106	87	78	97	107	124	124	106	99	98	98	100	111	110	144	163	177	183
	nominal	100	144	112	95	88	113	127	149	149	128	118	120	120	126	143	143	190	218	243	253

Nota: A tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014 e a AT em 2021. Para a tarifa OLMC o ano 2018 corresponde a 100. Na tarifa de Energia, o preço médio de 2020 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2020.

O Quadro 7-2 resume as variações anuais médias para vários períodos regulatórios do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos, excetuando o período regulatório de 2002 a 2005 e o atual período regulatório, que foi prolongado, vigorando de 2018 a 2021 <sup>96</sup>.

<sup>96</sup> Salienta-se que os períodos regulatórios de 2002 a 2005 e de 2018 a 2021 contam com uma duração de 4 anos.

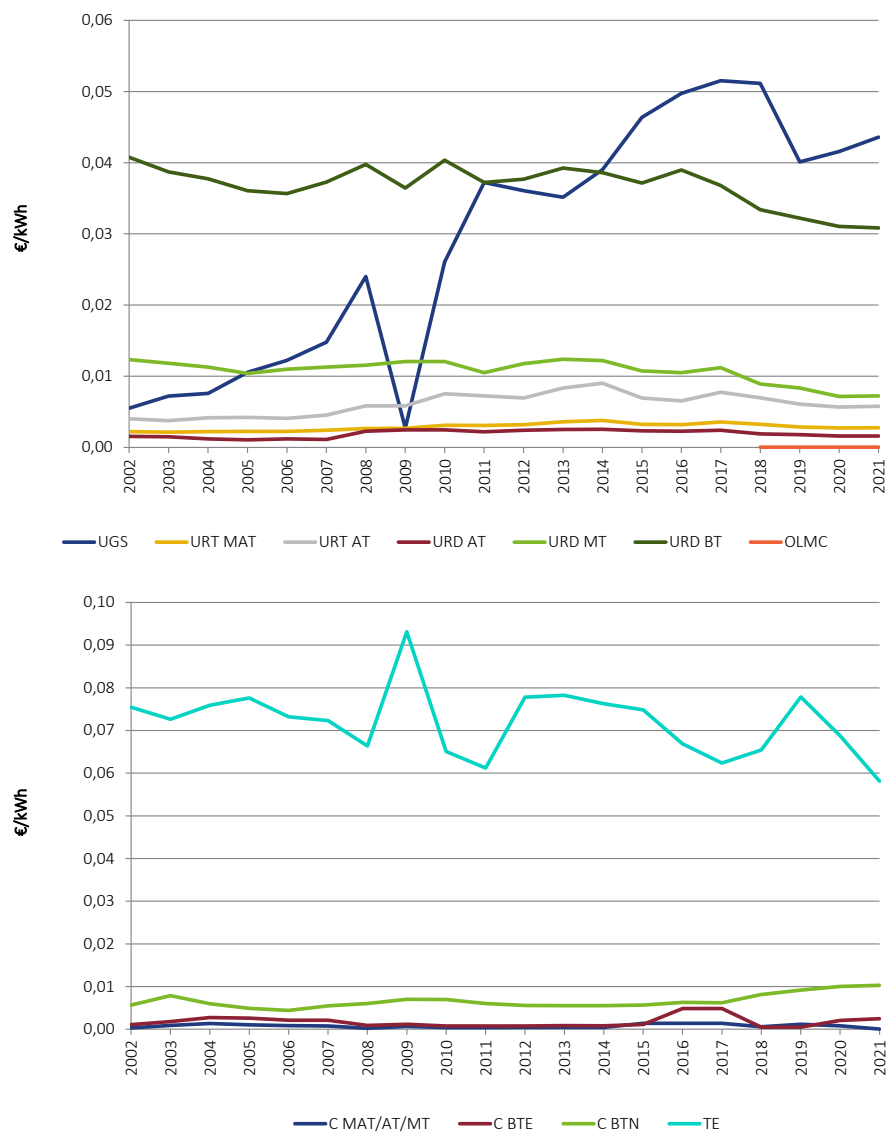
Quadro 7-2 - Variações anuais médias das tarifas por atividade por período regulatório

Variação anual média		2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021
Energia	real	1,0%	-5,1%	-2,7%	7,6%	-6,5%	-1,7%
	nominal	4,0%	-2,6%	-2,2%	8,5%	-4,8%	-0,1%
OLMC	real						0,7%
	nominal						-2,1%
Uso Rede Transporte	real	1,4%	11,4%	7,4%	7,7%	-4,9%	-7,0%
	nominal	4,5%	14,3%	7,9%	8,6%	-3,2%	-5,5%
Uso Rede Distribuição AT	real	-11,4%	28,6%	-1,4%	5,2%	-1,9%	-9,6%
	nominal	-8,7%	32,0%	-0,9%	6,1%	-0,1%	-8,1%
Uso Rede Distribuição MT	real	-5,5%	3,6%	-3,2%	5,2%	-2,8%	-10,3%
	nominal	-2,7%	6,3%	-2,7%	6,1%	-1,1%	-8,8%
Uso Rede Distribuição BT	real	-4,0%	3,3%	-2,2%	1,2%	-1,6%	-4,3%
	nominal	-1,1%	6,0%	-1,7%	2,1%	0,1%	-2,7%
Uso Global do Sistema	real	24,2%	31,5%	15,8%	1,6%	9,7%	-4,1%
	nominal	28,0%	34,9%	16,3%	2,5%	11,6%	-2,5%
Comercialização em MAT, AT e MT	real	49,4%	-40,2%	23,1%	1,9%	46,1%	-60,7%
	nominal	54,0%	-38,7%	23,7%	2,8%	48,7%	-60,1%
Comercialização em BTE	real	34,0%	-29,7%	-6,5%	3,6%	81,2%	-15,5%
	nominal	38,1%	-27,8%	-6,0%	4,5%	84,4%	-14,1%
Comercialização em BTN	real	-4,5%	7,1%	-0,2%	-2,8%	4,0%	13,6%
	nominal	-1,6%	9,9%	0,3%	-1,9%	5,8%	15,5%

Nota: A tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT deixou de incluir a MAT em 2014 e a AT em 2021. Na tarifa de Energia, o preço médio de 2020 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2020.

Na Figura 7-4 apresenta-se a evolução das tarifas por atividade a preços constantes de 2020.

Figura 7-4 - Evolução das tarifas por atividade (preços constantes de 2020)



Legenda: UGS - Tarifa de Uso Global do Sistema; URT MAT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT; URT AT - Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT; URD AT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT; URD MT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT; URD BT - Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT; OLMC - Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador; C MAT/AT/MT - Tarifa de Comercialização em MAT, AT e MT; C BTE - Tarifa de Comercialização em BTE; C BTN - Tarifa de Comercialização em BTN; TE - Tarifa de Energia (o valor de 2020 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2020).

## 7.2 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

### 7.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 2020 E 2021

Na presente secção apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas por todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2020 e 2021. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio por atividade regulada do acesso para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

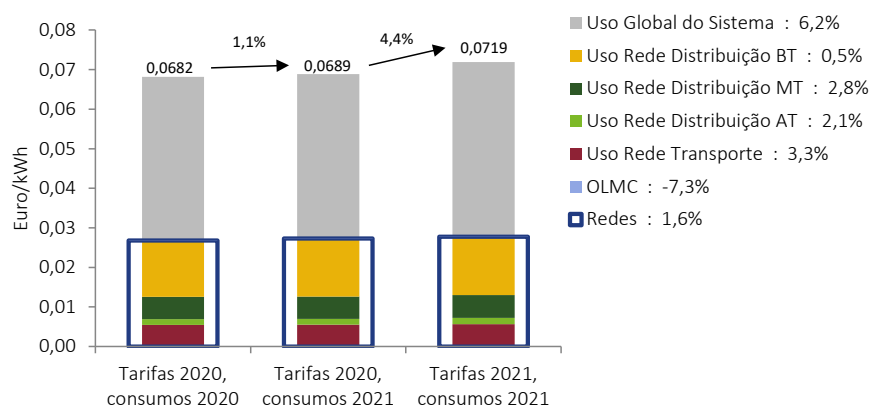
A Figura 7-5 apresenta a variação do preço médio da tarifa de acesso às redes. O acréscimo de +5,5% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2020 e 2021, é impulsionado fundamentalmente por um acréscimo tarifário de +4,4%.

**Figura 7-5 - Evolução do preço médio das tarifas de acesso às redes**

Tarifa	Preço médio 2020	Preço médio 2021	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	<b>0,0682 €/kWh</b> Receitas: 3 156 508 mil € Quantidades: 46 298 GWh	<b>0,0719 €/kWh</b> Receitas: 3 279 622 mil € Quantidades: 45 599 GWh	5,5%	<b>4,4%</b>	1,1%

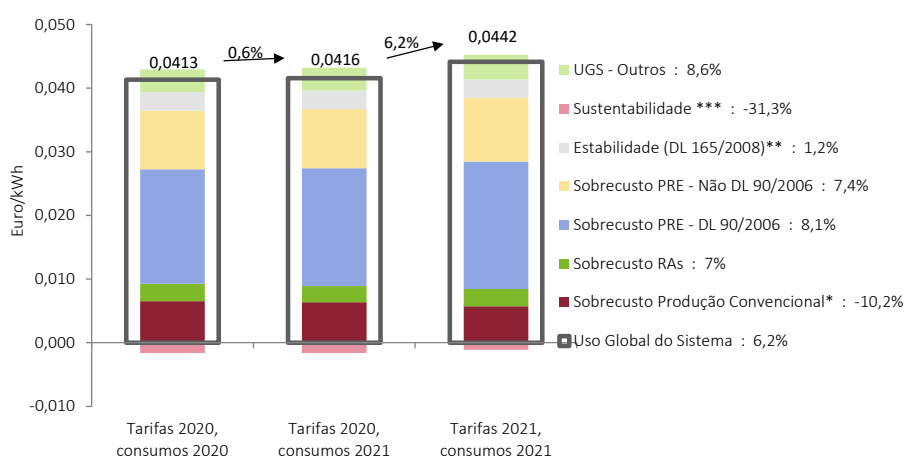
Na Figura 7-6, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +3,3% para o Uso da Rede de Transporte, +2,1% para o Uso da Rede de Distribuição AT, +2,8% para o Uso da Rede de Distribuição MT, +0,5% para o Uso da Rede de Distribuição BT, -7,3% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador e +6,2% para o Uso Global do Sistema.

Figura 7-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes



Dado o peso da tarifa de Uso Global do Sistema nas tarifas de Acesso às Redes, apresentam-se de seguida as variações desta tarifa, diferenciadas por componente.

Figura 7-7 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema



\* Inclui os sobrecustos associados à produção convencional em regime de mercado, designadamente o sobrecusto das centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC) e a garantia de potência.

\*\* Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto-Lei n.º 165/2008.

\*\*\* Considera-se como sustentabilidade os ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores, o diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais e o sobreprojeito resultante da aplicação das tarifas transitórias.

Em seguida, apresentam-se as figuras com a evolução tarifária por atividade das tarifas de Acesso às Redes, entre 2020 e 2021, para os diferentes níveis de tensão. Regista-se uma variação tarifária nula em MAT, AT

e MT e de +6,2% e +6,3% em BTE e BTN, respetivamente. Em termos médios observa-se um acréscimo de +4,4% da tarifa de Acesso às Redes.

Cada figura relativa à evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão, é acompanhada de outra onde se apresenta a respetiva variação da tarifa de Uso Global do Sistema. Registam-se variações diferenciadas por nível de tensão: de -0,2% em MAT, -0,7% em AT, -1,3% em MT, +9,7% em BTE e +10,4% em BTN. Estas variações são justificadas por variações tarifárias diferenciadas por tipo de custo de interesse económico geral incluído na tarifa de Uso Global do Sistema.

Figura 7-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MAT

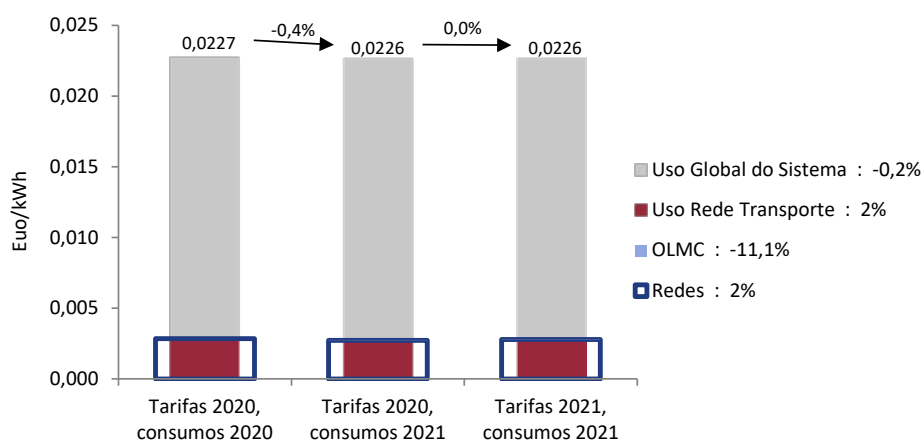


Figura 7-9 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MAT

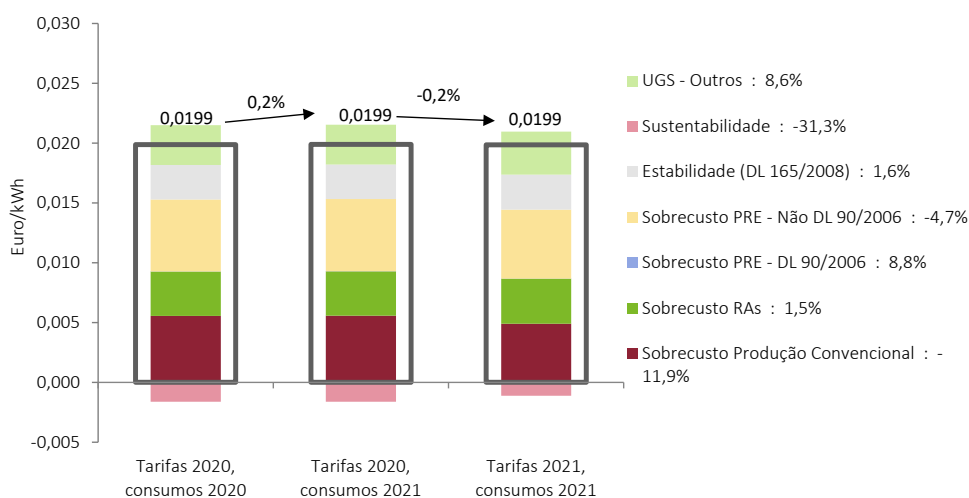


Figura 7-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em AT

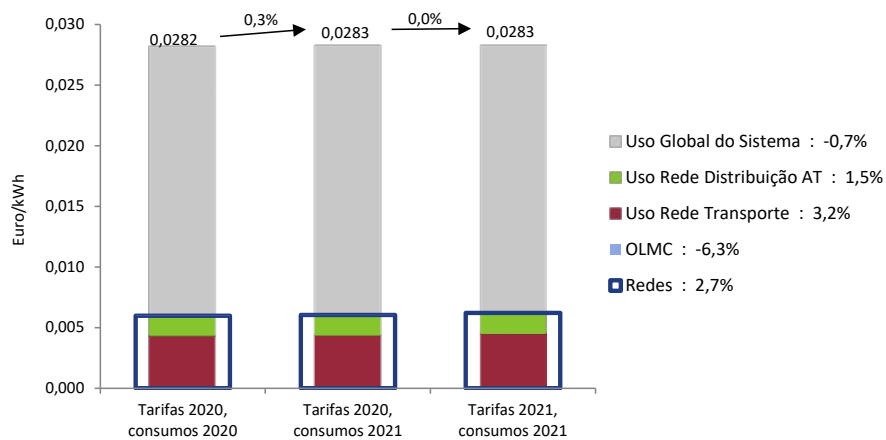


Figura 7-11 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em AT

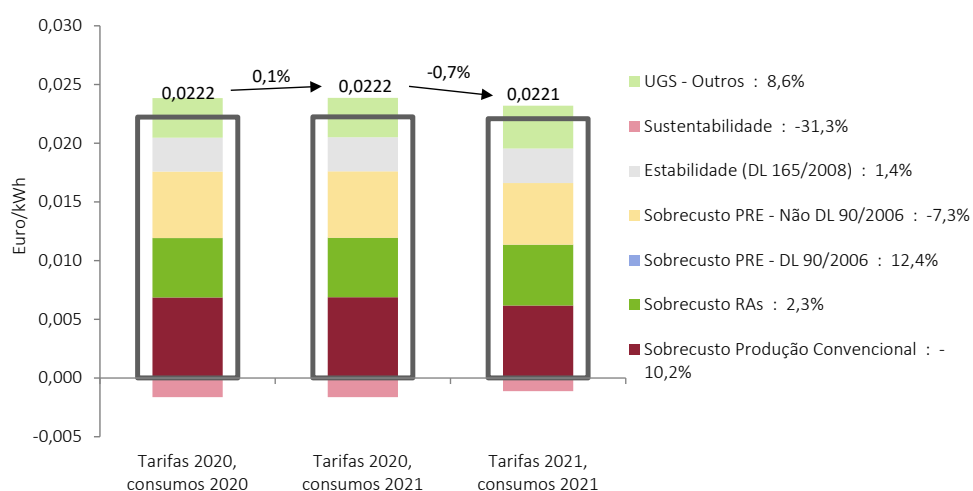




Figura 7-12 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em MT

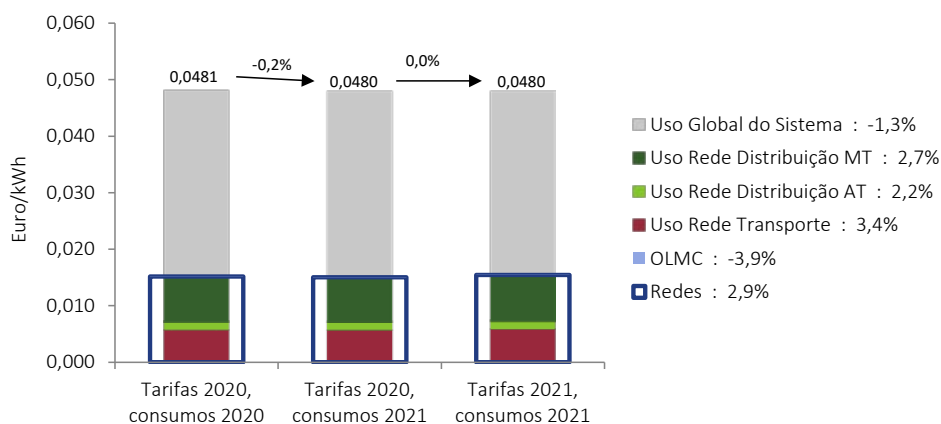


Figura 7-13 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em MT

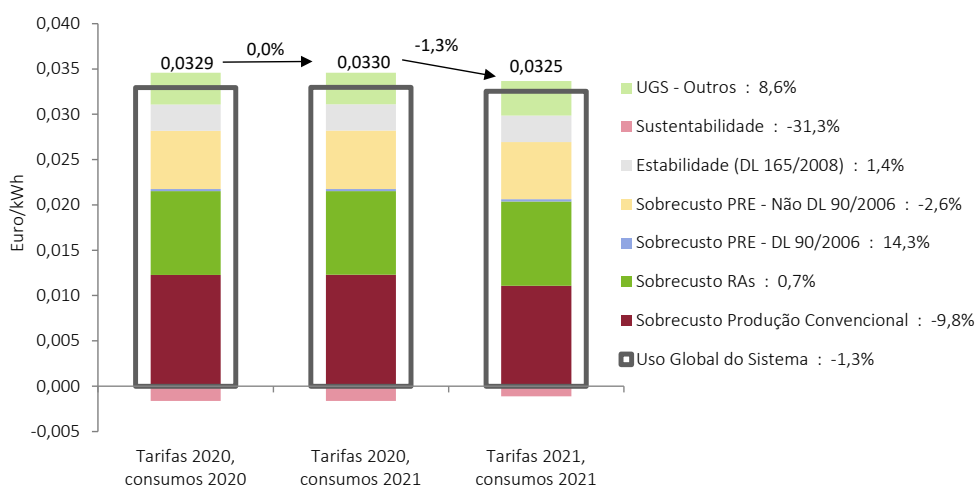


Figura 7-14 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTE

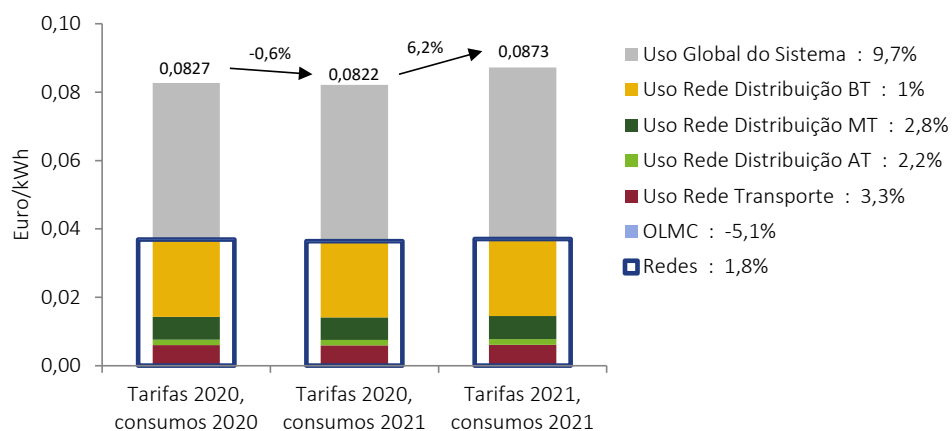


Figura 7-15 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTE

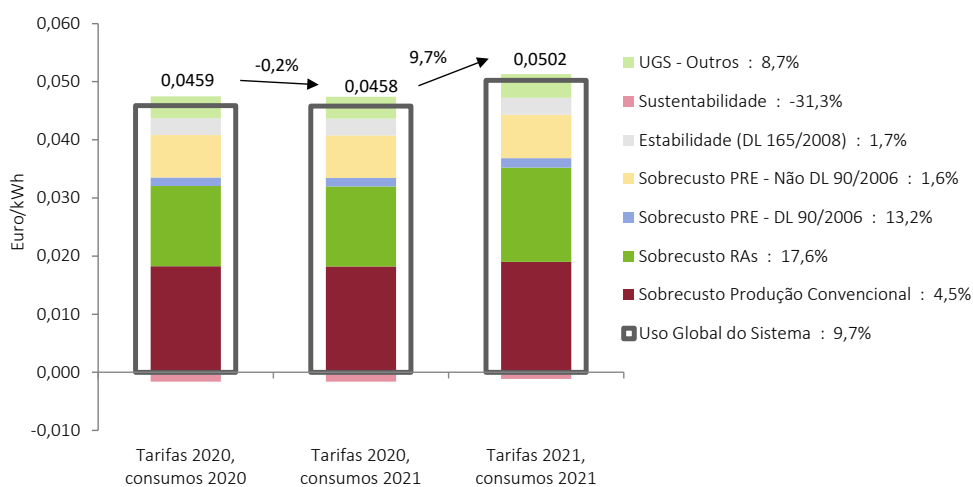


Figura 7-16 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de acesso às redes em BTN

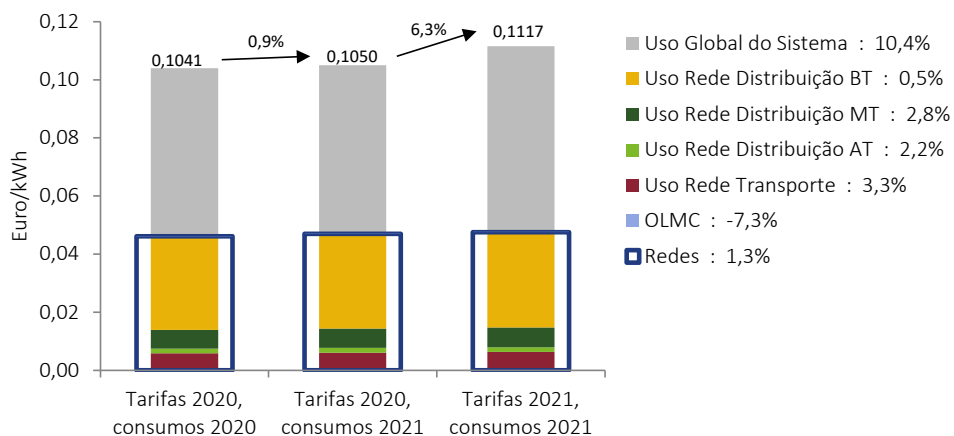
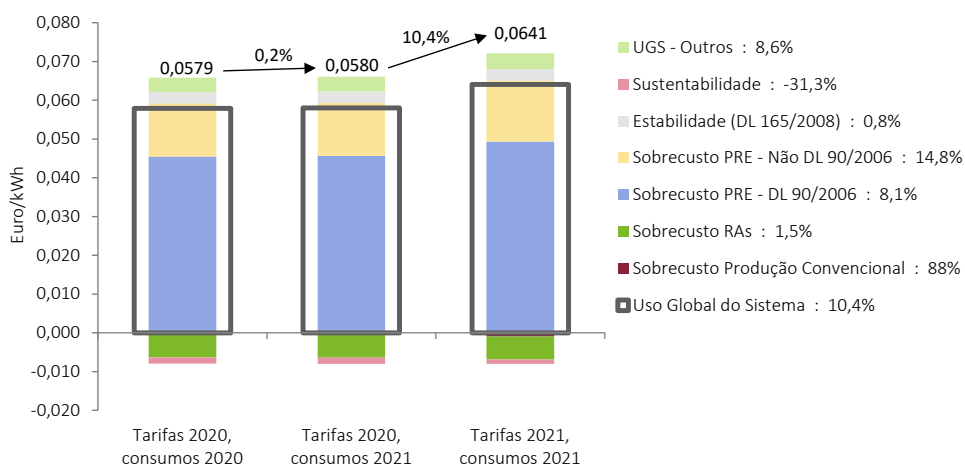


Figura 7-17 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema em BTN



### 7.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES EM 2021

Na Figura 7-18, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em 2021. Na Figura 7-19 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

Figura 7-18 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade

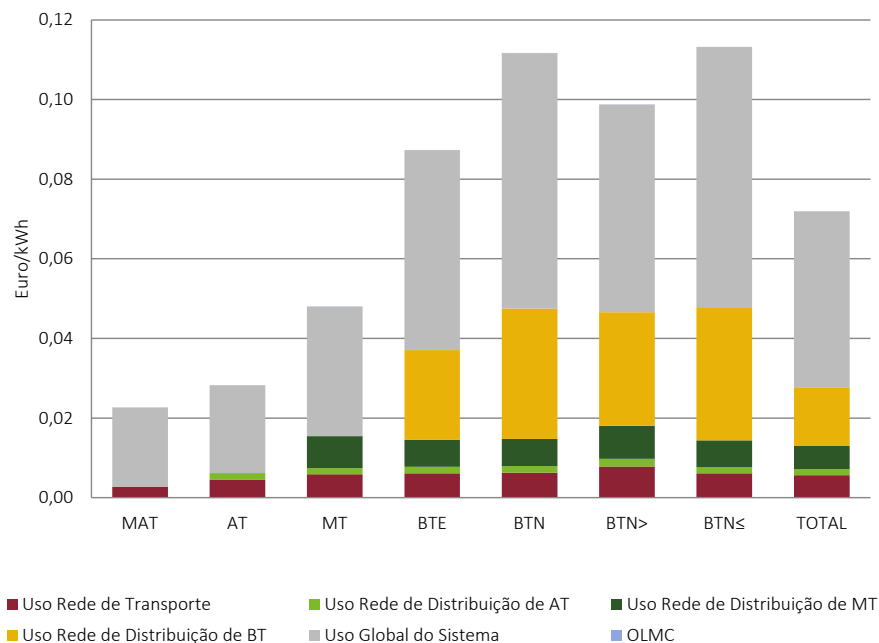
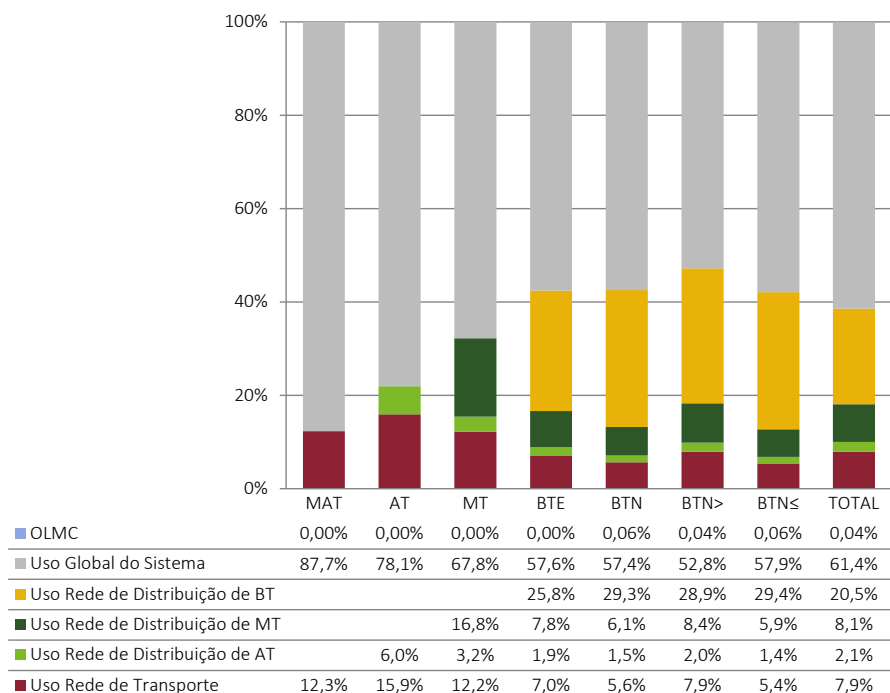


Figura 7-19 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes decomposição por atividade



Na Figura 7-20 e na Figura 7-21 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes na parcela de Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, (i) o sobrecusto com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) os custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os sobrecustos da Produção em Regime Especial, (v) os custos com os terrenos dos centros eletroprodutores afetos ao domínio público hídrico e (vi) o défice tarifário de 2009 gerado ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

**Figura 7-20 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes**

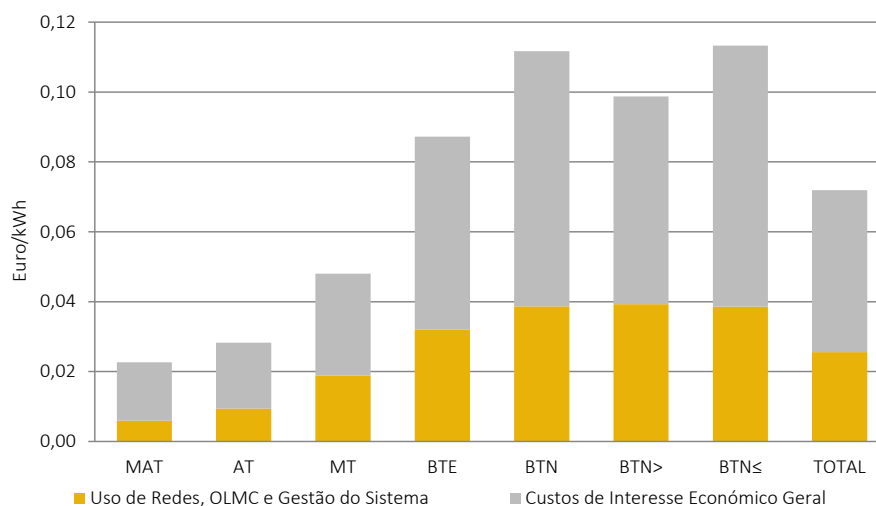
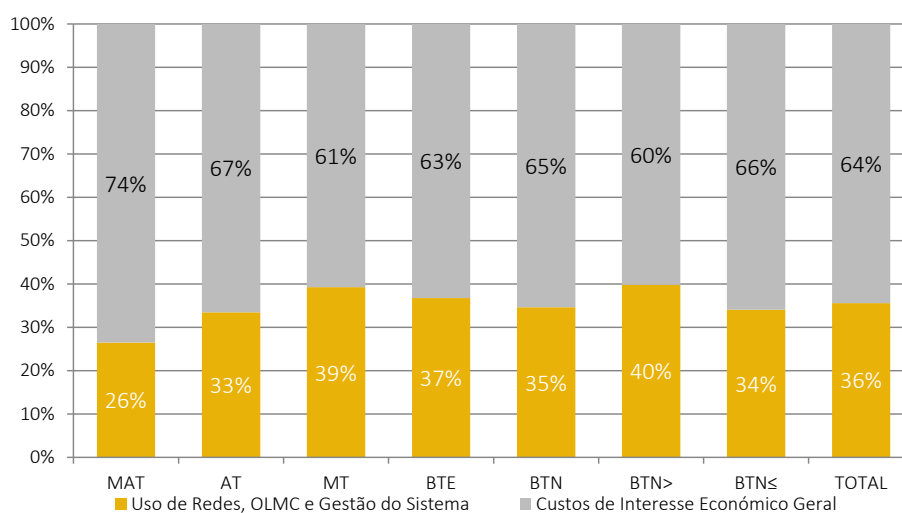


Figura 7-21 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



### 7.2.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES ENTRE 1999 E 2021

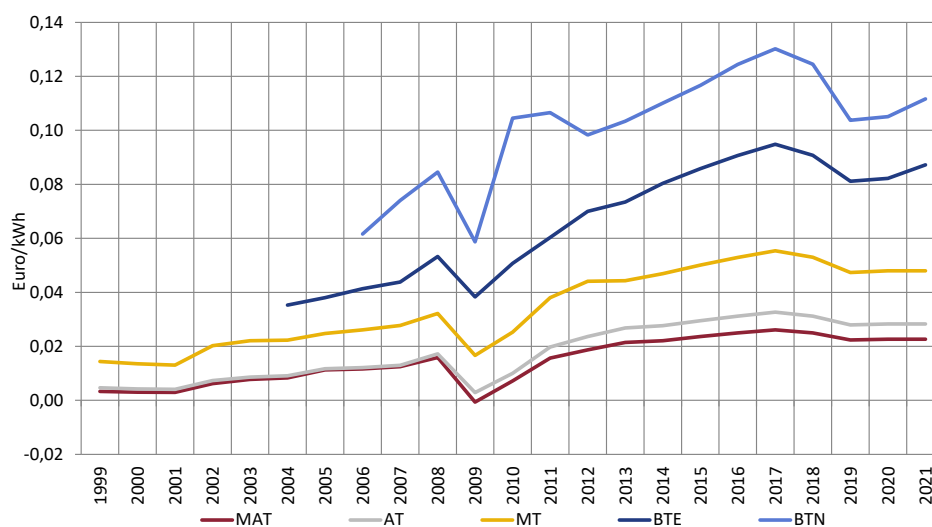
A Figura 7-22 e a Figura 7-23 apresentam a evolução tarifária observada nas tarifas de Acesso às Redes <sup>97</sup>, no período compreendido entre 1999 e 2021, por nível de tensão.

Os preços médios apresentados até 2020 não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura de consumos do respetivo ano. Utiliza-se a estrutura de consumos de 2021 de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos entre anos e analisar apenas as variações tarifárias.

No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais nominais de 9,2%, 8,5%, 5,6%, 5,5% e 4,0%, respetivamente.

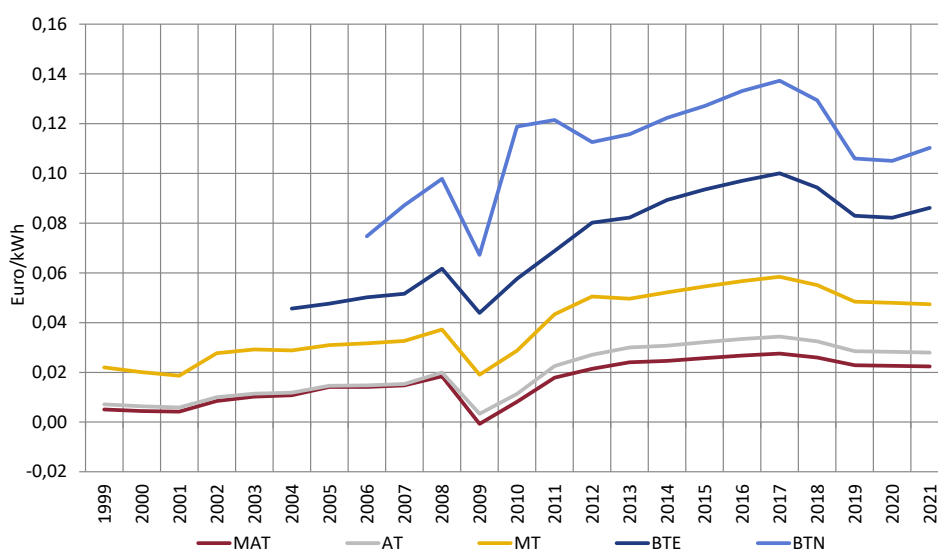
<sup>97</sup> Até ao ano 2017 a tarifa de acesso às redes corresponde à soma da tarifa de uso global do sistema, da tarifa de uso da rede de transporte e da tarifa de uso da rede de distribuição. A partir do ano de 2018 o acesso às redes inclui também a tarifa OLMC, referente à atividade do operador logístico de mudança de comercializador.

Figura 7-22 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços correntes)



No período analisado, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes de MAT, AT, MT, BTE e BTN sofreram variações médias anuais reais de 7,0%, 6,4%, 3,5%, 4,1% e 2,9%, respetivamente, a preços constantes de 2020.

Figura 7-23 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes (preços constantes de 2020)



No quadro seguinte apresenta-se a evolução das tarifas de Acesso às Redes, desde 1999.

Quadro 7-3 - Evolução das tarifas de Acesso às Redes, por nível de tensão

		1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Variação média anual
MAT	real	100	88	83	168	203	214	280	280	292	365	-15	162	354	425	477	487	510	529	546	515	453	448	443	7,0%
	nominal	100	91	89	187	235	254	343	354	380	482	-20	217	475	568	652	671	717	757	793	758	678	687	687	9,2%
AT	real	100	88	82	140	160	165	205	207	214	279	46	159	316	379	420	430	450	467	482	454	400	396	391	6,4%
	nominal	100	91	88	157	185	196	250	261	279	369	62	214	424	506	574	593	633	669	700	669	599	606	606	8,5%
MT	real	100	91	85	126	133	131	141	144	148	169	87	131	197	229	226	237	248	257	265	250	220	218	215	3,5%
	nominal	100	94	91	141	153	155	172	182	193	224	116	176	265	307	308	326	349	368	385	369	330	334	334	5,6%
BTE	real	-	-	-	-	-	100	105	111	115	136	99	129	148	167	175	192	204	214	220	208	185	188	198	4,1%
	nominal	-	-	-	-	-	100	108	117	124	151	109	144	171	198	208	228	243	257	269	257	230	233	247	5,5%
BTN	real	-	-	-	-	-	-	-	100	117	131	91	160	158	142	149	158	167	177	182	172	143	145	153	2,9%
	nominal	-	-	-	-	-	-	-	100	120	137	95	170	173	159	168	179	189	202	211	202	168	170	181	4,0%

Nota: O ano 1999 corresponde à base 100, exceto nos casos da BTE e da BTN.



O Quadro 7-4 resume as variações anuais médias para os vários períodos regulatórios do setor elétrico, os quais têm uma duração de três anos, excetuando o período regulatório de 2002 a 2005 e o atual período regulatório, que foi prolongado, vigorando de 2018 a 2021 <sup>98</sup>.

**Quadro 7-4 - Variações anuais médias das tarifas de Acesso às Redes, por período regulatório**

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021
MAT	<b>real</b>	<b>-8,9%</b>	<b>35,5%</b>	<b>9,2%</b>	<b>-1,0%</b>	<b>11,2%</b>	<b>3,9%</b>	<b>-5,1%</b>
	nominal	-5,6%	40,1%	12,1%	-0,5%	12,2%	5,7%	-3,5%
AT	<b>real</b>	<b>-9,4%</b>	<b>25,6%</b>	<b>10,9%</b>	<b>4,2%</b>	<b>10,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>-5,1%</b>
	nominal	-6,1%	29,8%	13,8%	4,7%	11,8%	5,7%	-3,5%
MT	<b>real</b>	<b>-8,0%</b>	<b>13,6%</b>	<b>6,3%</b>	<b>5,2%</b>	<b>6,3%</b>	<b>3,9%</b>	<b>-5,1%</b>
	nominal	-4,7%	17,4%	9,1%	5,7%	7,3%	5,7%	-3,5%
BTE	<b>real</b>	-	-	<b>8,9%</b>	<b>2,8%</b>	<b>9,0%</b>	<b>4,7%</b>	<b>-2,7%</b>
	nominal	-	-	11,9%	4,2%	10,0%	5,7%	-2,1%
BTN	<b>real</b>	-	-	-	<b>6,5%</b>	<b>0,1%</b>	<b>4,8%</b>	<b>-4,3%</b>
	nominal	-	-	-	8,0%	1,1%	5,7%	-3,8%

### 7.3 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

#### 7.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2020 E 2021

Na presente secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2020 e 2021. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, e são aplicadas à totalidade dos clientes finais em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Assim, as tarifas de referência de Venda a Clientes Finais representam a

<sup>98</sup> Salienta-se que os períodos regulatórios de 2002 a 2005 e de 2018 a 2021 contam com uma duração de 4 anos.

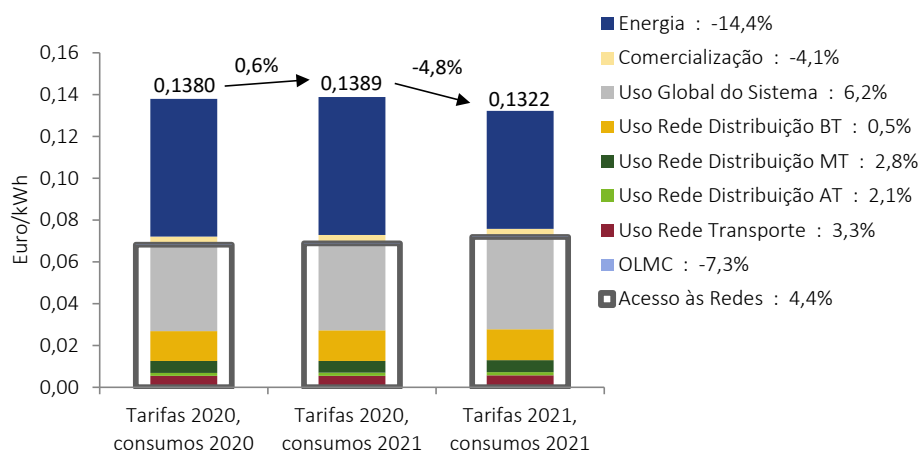
melhor expectativa dos preços eficientes praticados no mercado retalhista. Apresenta-se igualmente a estrutura destes preços médios por atividade regulada para todos os clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN.

Deve referir-se que as variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2020, tendo em conta a revisão trimestral da tarifa de Energia ocorrida em abril de 2020.

A variação de -4,2% no preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2020 e 2021, decorre de uma redução tarifária de -4,8% e de um acréscimo de +0,6% por efeito consumo (Figura 7-24).

Na Figura 7-24, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +3,3% para o Uso da Rede de Transporte, +2,1% para o Uso da Rede de Distribuição de AT, +2,8% para o Uso da Rede de Distribuição de MT, +0,5% para o Uso da Rede de Distribuição de BT, +6,2% para o Uso Global do Sistema, -7,3% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, -4,1% para a Comercialização e -14,4% para a Energia.

Figura 7-24 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais



Em seguida, apresentam-se figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, entre 2020 e 2021, para os diferentes níveis de tensão. Estas variações de preço médio são justificadas por variações tarifárias diferenciadas das tarifas por atividade regulada.

Figura 7-25 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MAT

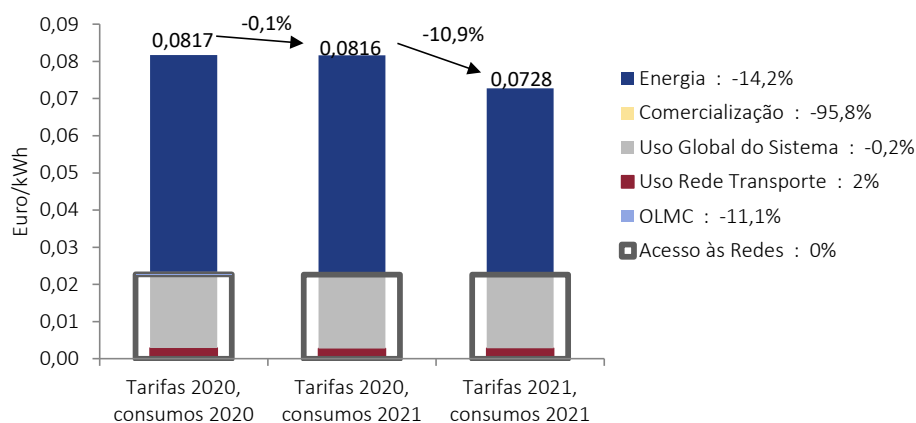
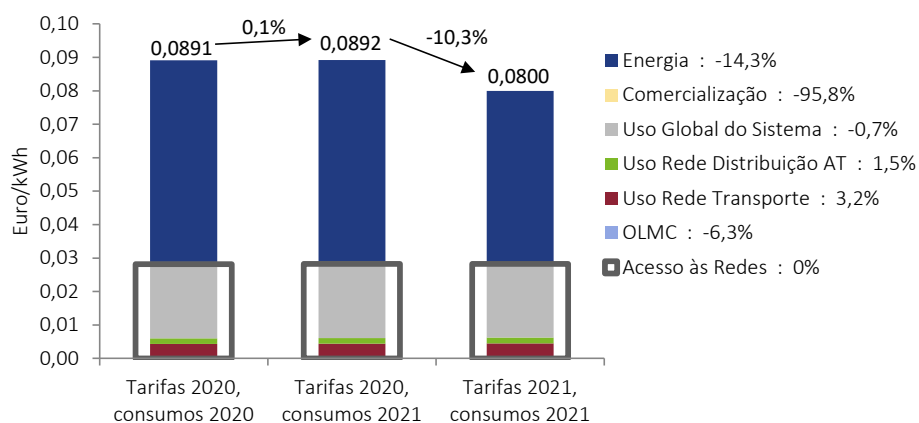
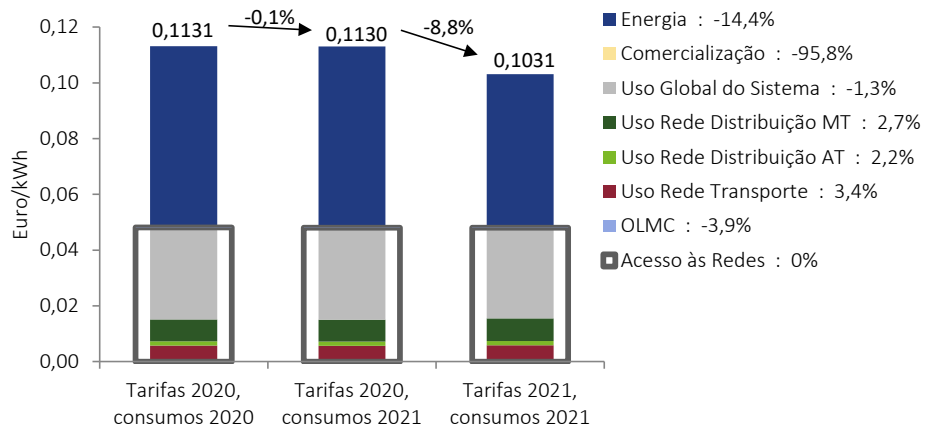


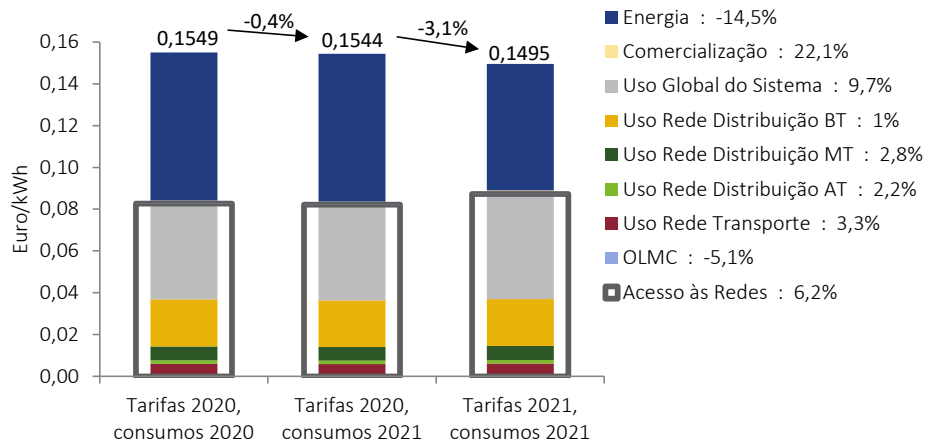
Figura 7-26 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em AT



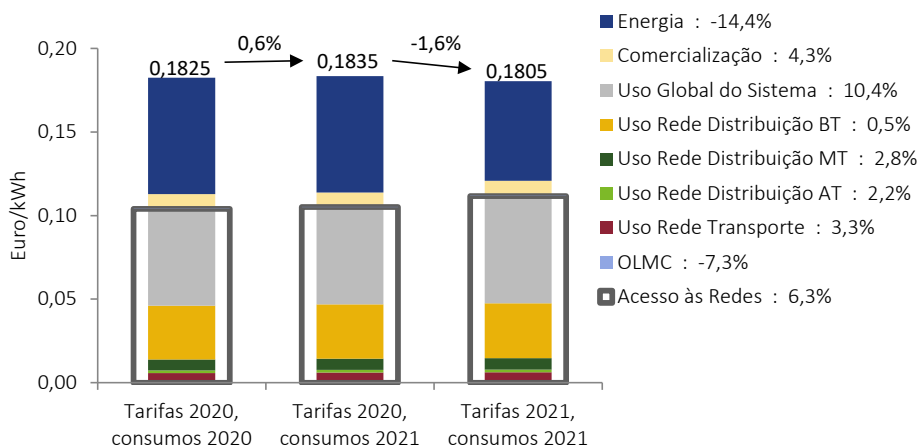
**Figura 7-27 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em MT**



**Figura 7-28 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTE**



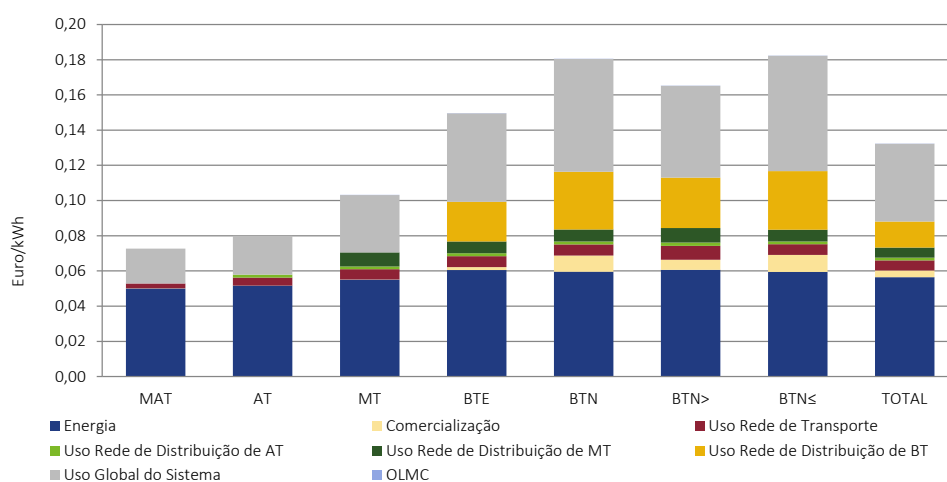
**Figura 7-29 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais em BTN**



### 7.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2021

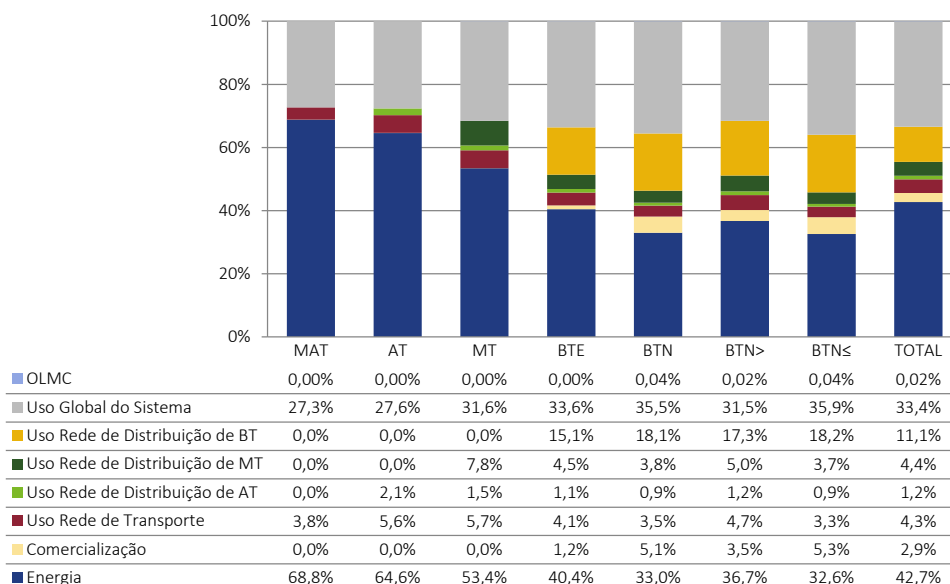
Na Figura 7-30, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada dos preços médios das tarifas de referência de venda a clientes finais em 2021.

**Figura 7-30 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade**



Na Figura 7-31 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão.

**Figura 7-31 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais decomposição por atividade**



Na Figura 7-32 e na Figura 7-33, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais na parcela de Energia e Comercialização, na parcela de Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral.

Figura 7-32 - Preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais

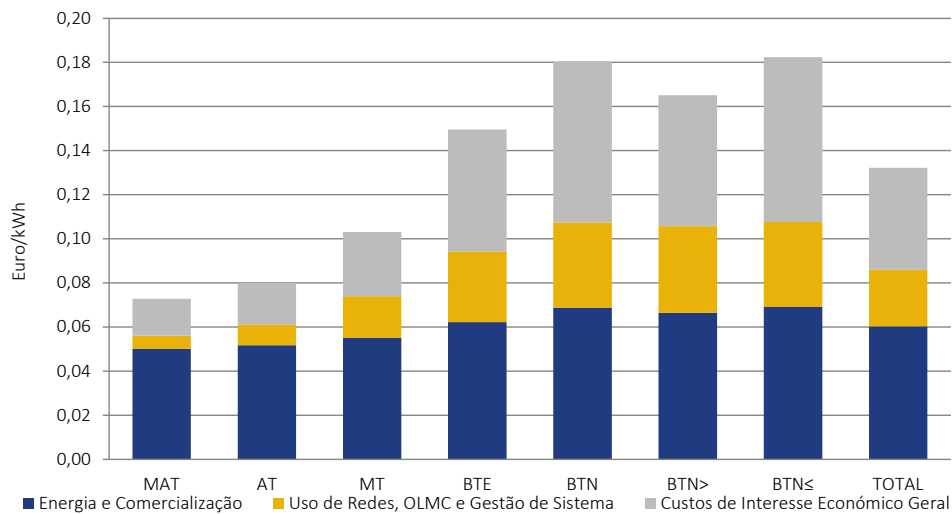
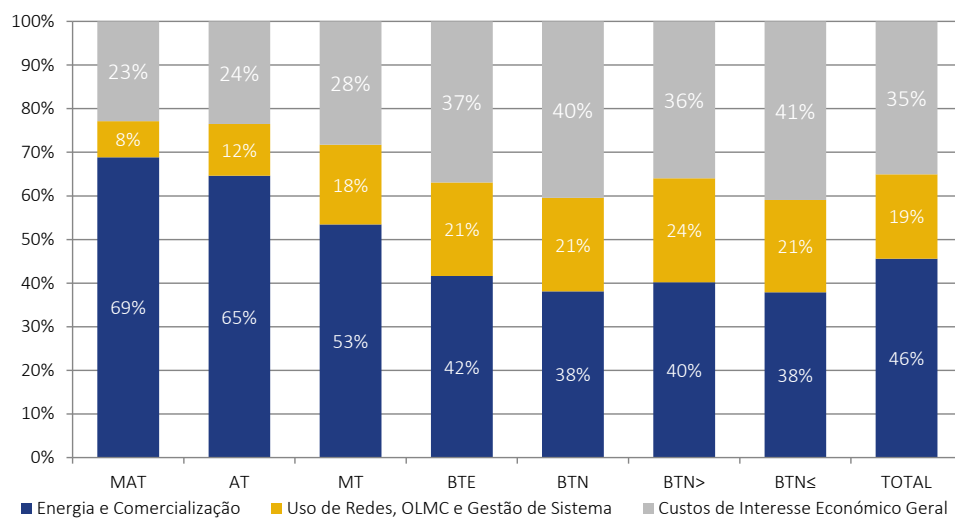


Figura 7-33 - Estrutura do preço médio das tarifas de referência de venda a clientes finais



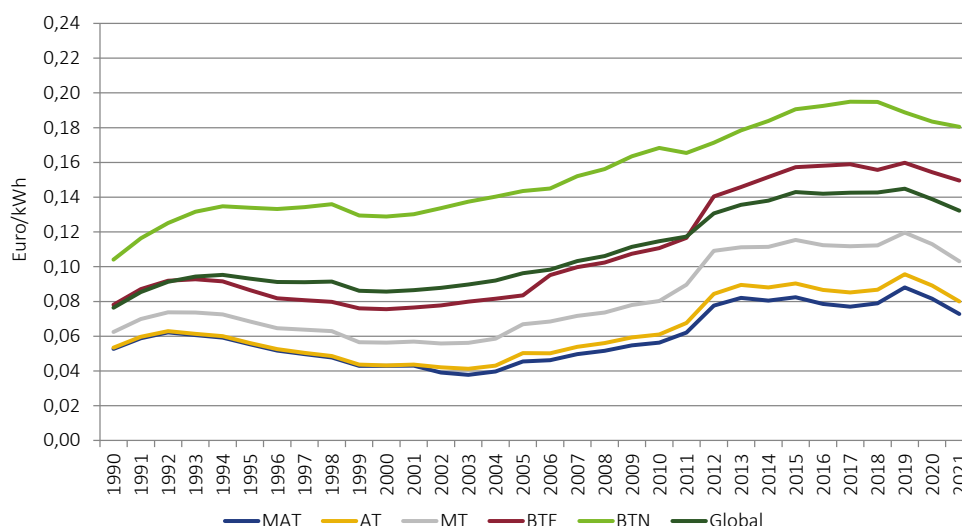
### 7.3.3 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2021

Na Figura 7-34 e na Figura 7-35 apresenta-se a evolução verificada nas tarifas de referência de Venda a Clientes Finais desde 1990 até 2021, em termos globais e por nível de tensão. Os preços médios apresentados foram calculados com base na estrutura global de fornecimentos de 2021 integrando quer

os fornecimentos no mercado livre, quer do comercializador de último recurso de Portugal continental, de forma a eliminar o efeito de alteração da estrutura de consumos e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. É importante ter em conta que estes preços não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Os preços apresentados até 2010 correspondem aos das tarifas de Venda a Clientes Finais da comercialização de último recurso. A partir de 2011 iniciou-se o processo de extinção das tarifas de Venda a Clientes Finais para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE. Assim no cálculo dos preços médios apresentados a partir de 2011 considera-se a aplicação das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais.

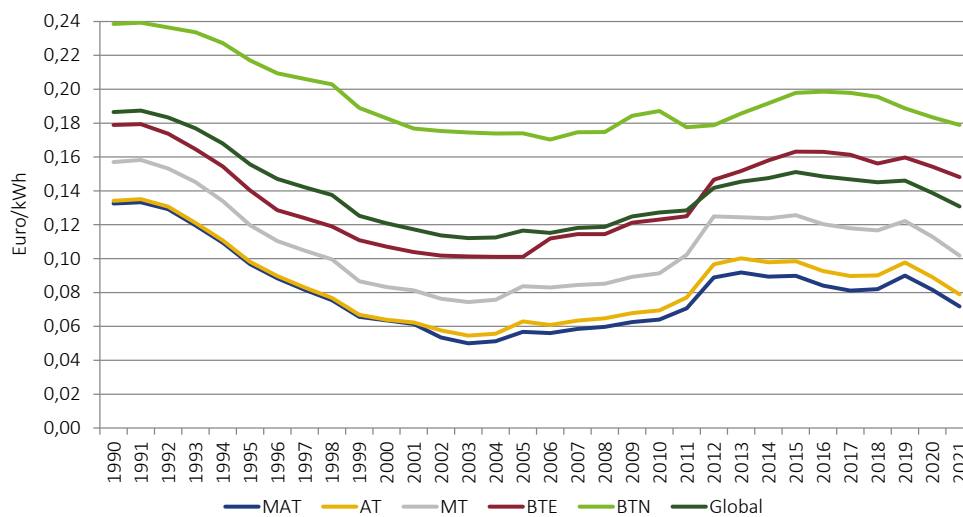
**Figura 7-34 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços correntes)**



A preços constantes de 2020, o preço médio global registou entre 1990 e 2021 uma redução média anual de -1,1%. Em 2021, o preço médio global é cerca de 70,2% do verificado em 1990. Em MAT, AT, MT, BTE e BTN, os preços médios em 2021 são 54%, 59%, 65%, 83% e 75% dos respetivos preços médios verificados em 1990.



Figura 7-35 - Evolução do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão (preços constantes de 2020)



O Quadro 7-5 apresenta a evolução das tarifas aditivas de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, desde 1998. A ERSE fixou tarifas reguladas pela primeira vez em 1999. É de salientar que se registam valores, em termos reais, para o global muito próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-5 - Evolução real e nominal do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão

Tarifas		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Variação média anual
MAT	real	100	87	84	81	71	66	68	75	74	78	79	83	85	94	118	122	118	119	111	107	109	119	108	95	-0,2%
	nominal	100	90	90	90	82	79	83	95	97	104	108	115	118	130	163	172	169	173	165	161	165	185	171	153	1,9%
AT	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	126	130	127	128	121	117	117	127	116	103	0,1%
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	139	174	184	181	186	178	175	179	197	184	165	2,2%
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	103	126	125	124	126	121	118	117	123	114	102	0,1%
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	143	174	177	177	183	179	178	179	190	180	164	2,2%
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	105	123	128	133	137	137	136	131	134	130	125	1,0%
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	146	176	183	190	197	198	199	195	200	194	188	2,8%
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	88	88	91	94	97	98	98	96	93	90	88	-0,5%
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	122	126	131	135	140	142	143	143	139	135	133	1,2%
Global	real	100	91	88	85	83	81	82	85	84	86	86	91	92	93	103	106	107	110	108	107	105	106	101	95	-0,2%
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	128	143	148	151	156	155	156	156	159	152	145	1,6%

O Quadro 7-6 resume as variações anuais médias em cada um dos períodos de regulação do setor elétrico<sup>99</sup>.

**Quadro 7-6 - Variações anuais médias da tarifa de referência de Venda a Clientes Finais, por período regulatório**

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018-2021
MAT	real	-6,6%	-2,0%	1,7%	5,8%	8,1%	-3,2%	-3,0%
	nominal	-3,3%	1,3%	4,4%	6,3%	9,1%	-1,5%	-1,4%
AT	real	-6,8%	0,3%	1,0%	6,0%	8,3%	-2,8%	-3,2%
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,5%	9,2%	-1,1%	-1,6%
MT	real	-6,6%	0,8%	0,6%	6,3%	6,6%	-1,6%	-3,6%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	6,8%	7,5%	0,1%	-2,0%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	3,0%	8,1%	0,7%	-2,1%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,4%	9,1%	1,6%	-1,5%
BTN	real	-4,5%	-0,4%	0,2%	0,5%	2,6%	1,1%	-2,5%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	1,9%	3,6%	2,0%	-1,9%
Global	real	-5,2%	-0,1%	0,6%	2,7%	4,7%	-0,2%	-2,8%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	3,4%	5,6%	1,1%	-1,9%

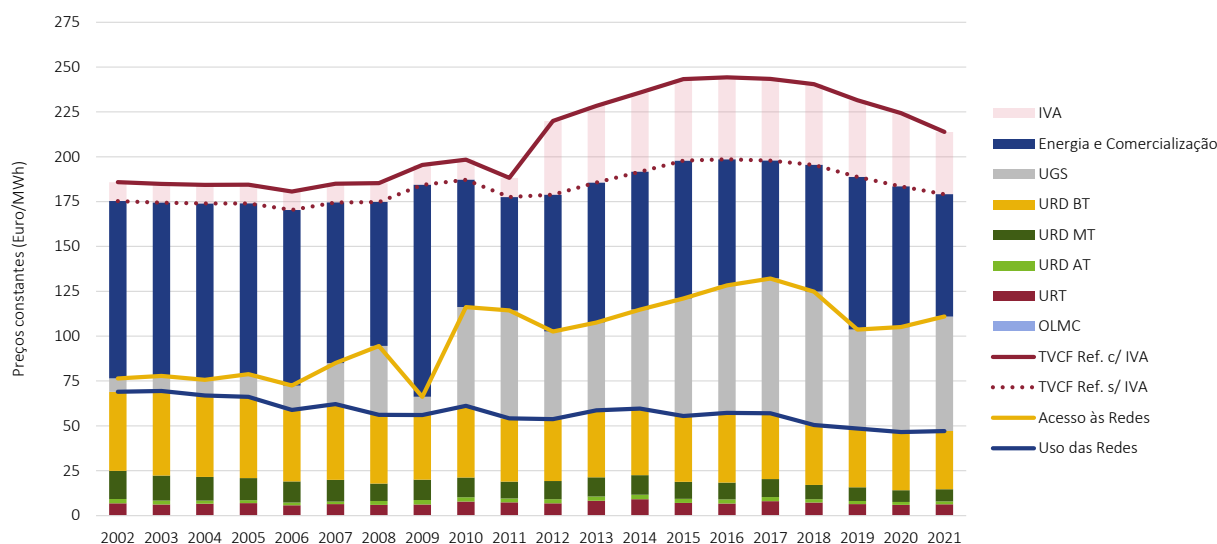
Na Figura 7-36 apresenta-se a evolução, a preços constantes de 2020, da decomposição do preço médio das tarifas de referência de Venda a Clientes Finais em BTN desde 2002, incluindo o IVA. Neste período destaca-se o aumento da tarifa de UGS que integra os CIEG e o aumento do IVA de 6% para 23% em 2012. Em sentido contrário, destaca-se a redução do IVA de 23% para 6% no termo de potência da tarifa de acesso às redes, para clientes com potência contratada inferior ou igual a 3,45 kVA, em julho de 2019, assim como a aplicação da taxa intermédia de IVA a fornecimentos de eletricidade na parte que não exceda um determinado limiar de consumo, para clientes com potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA, com efeitos a dezembro de 2020<sup>100</sup>. De igual modo, salienta-se a redução, a preços constantes de 2020, das

<sup>99</sup> Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 e do atual período regulatório 2018-2021, que contam com uma duração de 4 anos.

<sup>100</sup> Decreto-Lei n.º 74/2020, de 24 de setembro, que procedeu à alteração ao Código do Imposto sobre o Valor Acrescentado, determinando a aplicação da taxa intermédia de Imposto sobre o Valor Acrescentado (IVA) a fornecimentos de eletricidade na parte que não exceda um determinado nível de consumo, em relação a potências contratadas em baixa tensão normal (BTN). A taxa intermédia aplica-se ao «Fornecimento de eletricidade para consumo, com exclusão das suas componentes fixas, relativamente a uma potência contratada que não ultrapasse 6,90 kVA, na parte que não exceda: a) 100 kWh por período de 30 dias; b) 150 kWh por período de 30 dias, quando adquirida para consumo de famílias numerosas, considerando-se como tais os agregados familiares constituídos por cinco ou mais pessoas». Na previsão do montante de IVA para 2021 considerou-se o consumo médio por opção tarifária aplicável, tendo-se utilizado o limiar de 100 kWh/30 dias. Por simplificação, não se calcularam efeitos a dezembro de 2020.

tarifas de uso das redes <sup>101</sup> sujeitas à regulação da ERSE, tendo atingido em 2020 o valor mais baixo desde 2002.

Figura 7-36 - Evolução da decomposição do preço médio das tarifas de referência de venda a Clientes Finais em BTN (preços constantes de 2020)



TVCF Ref. – Tarifa de referência de venda a clientes finais

## 7.4 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

### 7.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 2020 E 2021

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental, entre os anos 2020 e 2021.

<sup>101</sup> As tarifas de uso das redes incluem as tarifas de uso da rede de transporte (URT) e as tarifas de uso da rede de distribuição (URD de AT, URD de MT, URD de BT).

A Figura 7-37 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE, as quais são aplicadas aos consumidores do mercado regulado nos respetivos níveis de tensão. Para MT, o decréscimo do preço médio de -4,8% deve-se ao decréscimo do efeito do consumo de -2,6% e ao decréscimo tarifário de -2,2%. Em BTE verifica-se um ligeiro decréscimo do preço médio de -0,6%, explicado pelo efeito da variação tarifária (-0,5%).

**Figura 7-37 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MT e BTE**

Tarifa	Preço médio 2020	Preço médio 2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em MT	<b>0,1314 €/kWh</b> Receitas: 4 717 mil € Quantidades: 36 GWh	<b>0,1251 €/kWh</b> Receitas: 10 210 mil € Quantidades: 82 GWh	-4,8%	-2,2%	-2,6%
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1671 €/kWh</b> Receitas: 8 012 mil € Quantidades: 48 GWh	<b>0,1661 €/kWh</b> Receitas: 4 787 mil € Quantidades: 29 GWh	-0,6%	-0,5%	0,0%

Nota: Variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2020 inclui o efeito da revisão trimestral na tarifa de energia a abril de 2020.

A Figura 7-38 apresenta a análise análoga para os clientes em BTN. Para além de apresentar os resultados para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN, apresentam-se ainda os resultados separados pelos consumos de BTN > (> 20,7 kVA) e pelos consumos de BTN ≤ (≤ 20,7 kVA).

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se o decréscimo do preço médio (-0,2%) que resulta do efeito conjugado do acréscimo do efeito consumo (+0,4%) e de uma redução tarifária de -0,6%. Para BTN> assiste-se a um ligeiro acréscimo do preço médio (+0,1%), resultante do aumento do efeito consumo (+1,4%) e da redução tarifária de -1,3%. Para BTN ≤, verifica-se o decréscimo do preço médio entre 2020 e 2021 (-0,3%), decorrente da variação do efeito consumo de +0,3% e da variação tarifária de -0,6%.

**Figura 7-38 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN**

Tarifa	Preço médio 2020	Preço médio 2021	Varição do preço médio	Varição tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	<b>0,1866 €/kWh</b> Receitas: 429 729 mil € Quantidades: 2 302 GWh	<b>0,1862 €/kWh</b> Receitas: 378 135 mil € Quantidades: 2 030 GWh	-0,2%	-0,6%	0,4%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1748 €/kWh</b> Receitas: 25 299 mil € Quantidades: 145 GWh	<b>0,1750 €/kWh</b> Receitas: 20 196 mil € Quantidades: 115 GWh	0,1%	-1,3%	1,4%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1874 €/kWh</b> Receitas: 404 430 mil € Quantidades: 2 158 GWh	<b>0,1869 €/kWh</b> Receitas: 357 939 mil € Quantidades: 1 915 GWh	-0,3%	-0,6%	0,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2020 inclui o efeito da revisão trimestral na tarifa de energia a abril de 2020.

#### 7.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM 2021

Na Figura 7-39 e na Figura 7-40 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por atividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição e Operação Logística de Mudança de Comercializador) aplicáveis a cada fornecimento. Os preços médios das tarifas de Energia e de Comercialização são obtidos subtraindo ao preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais, por nível de tensão, o preço médio pago pelo acesso às redes. A estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização coincide com a estrutura dos preços das tarifas de Energia e de Comercialização aplicáveis a cada fornecimento.

Figura 7-39 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2021

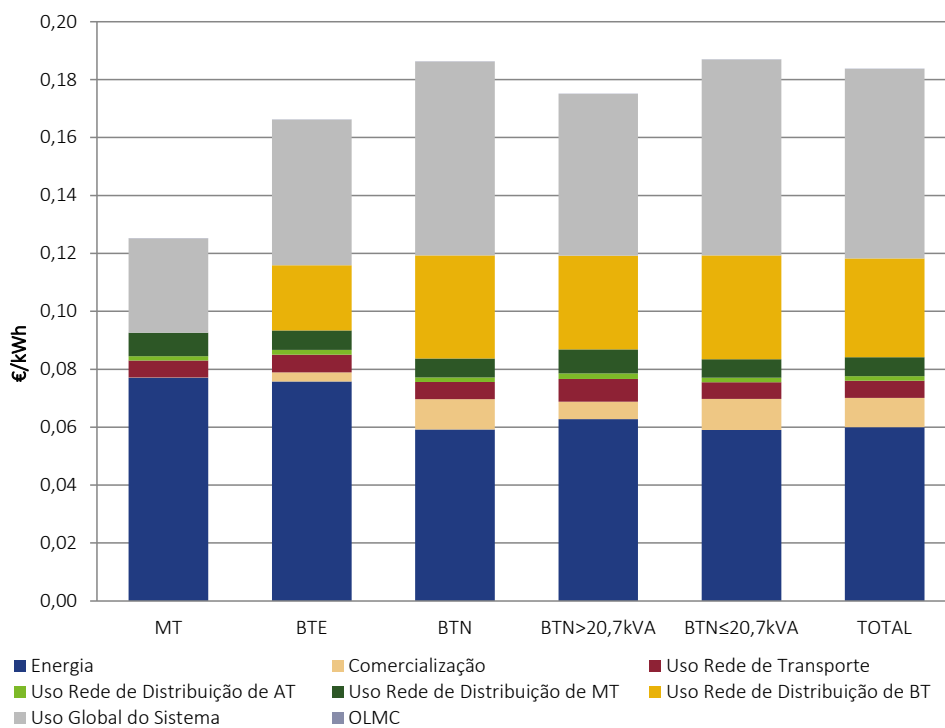
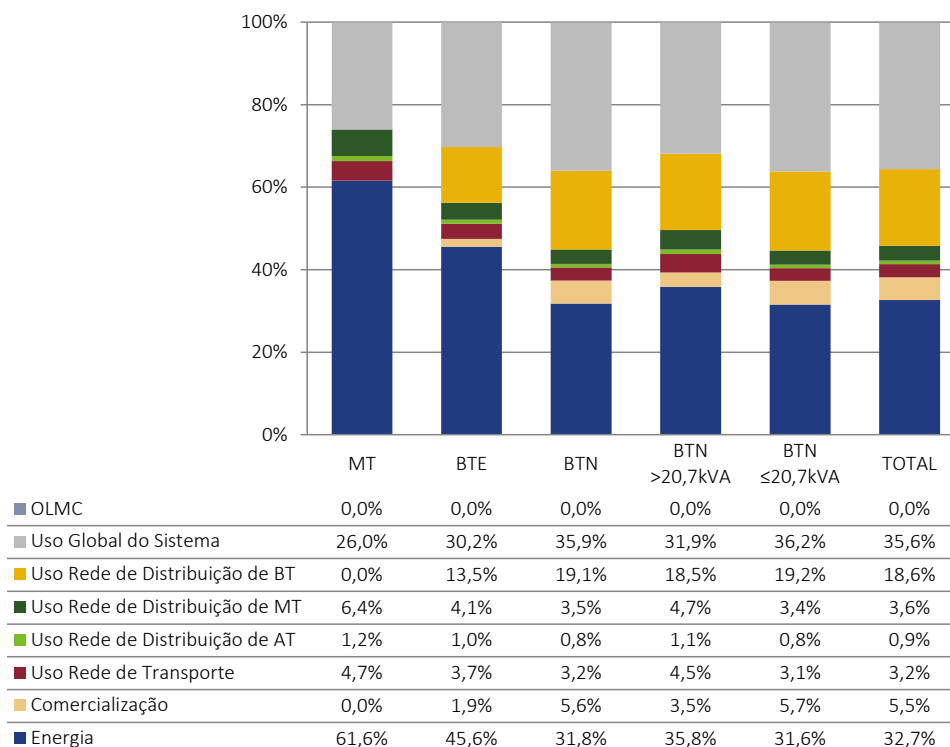


Figura 7-40 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2021



Na Figura 7-41 e na Figura 7-42, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias do comercializador de último recurso nas parcelas: (i) Energia e Fornecimento; (ii) Uso de Redes, Operação Logística de Mudança de Comercializador e Gestão do Sistema; e (iii) Custos de Interesse Económico Geral.



Figura 7-41 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2021, decomposto por parcelas

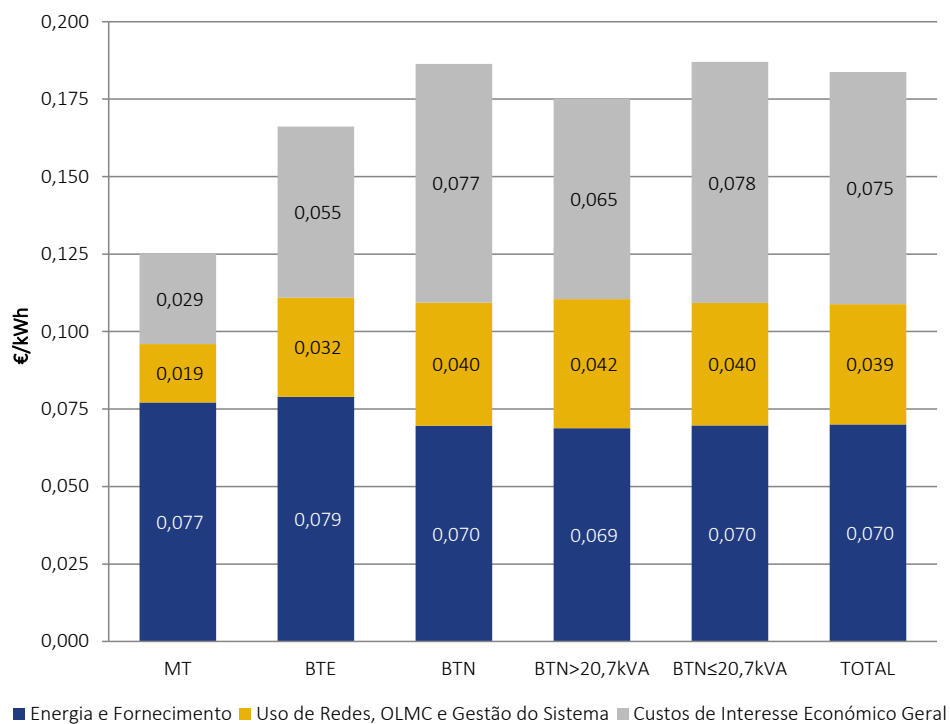
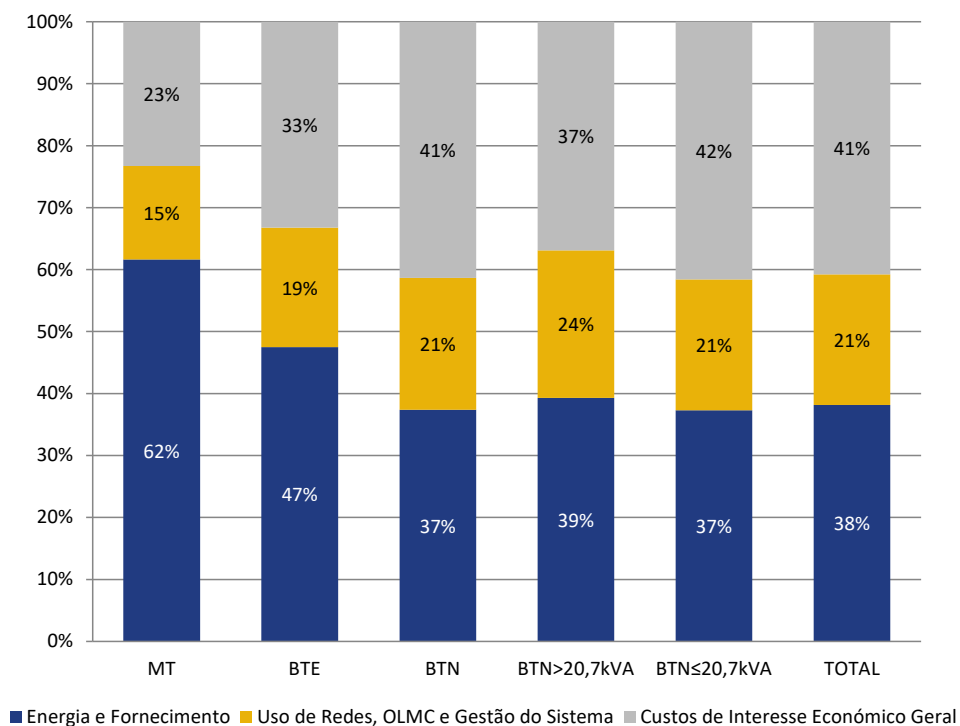


Figura 7-42 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em 2021, decomposto por parcelas



### 7.4.3 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS ENTRE 1990 E 2021

Esta secção apresenta as variações nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do mercado regulado desde 1990 até 2021, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2021 <sup>102</sup>. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios, os quais tiveram início em 1998.

<sup>102</sup> A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

Tratando-se de uma série de dados longa, ela contém um conjunto de situações que ocorreram nesse horizonte temporal <sup>103</sup>. Destaca-se o início da aprovação de tarifas reguladas por uma entidade reguladora independente em 1998 e a liberalização progressiva do mercado elétrico português.

A preços correntes (Figura 7-43), verifica-se uma trajetória crescente nos vários níveis de tensão, contrariada com reduções a partir de 2019 na BTN. Em termos gerais a figura permite ainda fazer duas observações particulares. Em primeiro lugar verifica-se que os consumidores em níveis de tensão inferiores suportam preços médios mais elevados. Esta realidade deve-se, entre outras razões, ao facto de a estrutura tarifária em Portugal alocar os custos das redes elétricas de acordo com a utilização por parte dos consumidores, assumindo-se um sistema em cascata, dos níveis de tensão mais elevados para os mais baixos. Isto leva a que cada consumidor apenas participe no pagamento das redes elétricas até ao seu nível de tensão, estando isento de pagar as redes elétricas a jusante. Em segundo lugar observa-se que o valor global é bastante próximo do valor em BTN, o que reflete a preponderância dos consumos em BTN no total de consumidores que ainda estão no mercado regulado.

A preços constantes de 2020 (Figura 7-44), o preço médio global registou desde 1990 até 2021 uma redução média anual de 0,7%. Em 2021, o preço médio global é cerca de 79,2% do verificado em 1990. Em MT, BTE e BTN, os preços médios em 2021 são cerca de 62%, 77% e 80% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

---

<sup>103</sup> Para o nível de tensão AT, o preço médio apresentado inclui, até 2001, o desconto praticado na fatura. O preço apresentado inclui também o efeito da aplicação dos ajustamentos trimestrais entre 2002 e 2005. O preço médio de 2020 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2020.

Os preços médios em 2006 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais excecionais, revistas em julho de 2006 de modo a dar cumprimento ao Decreto-Lei n.º 90/2006 que estabeleceu novas regras para a repercussão dos sobrecustos com a produção em regime especial de origem renovável.

Os preços médios em 2007 consideram a aplicação das tarifas de Venda a Clientes Finais ponderadas das tarifas fixadas em dezembro de 2006 para vigorar a partir de janeiro de 2007 e das tarifas extraordinárias, aprovadas para vigorarem entre setembro e dezembro de 2007 motivadas pela cessação dos CAE e o início da aplicação dos CMEC.

Figura 7-43 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços correntes)

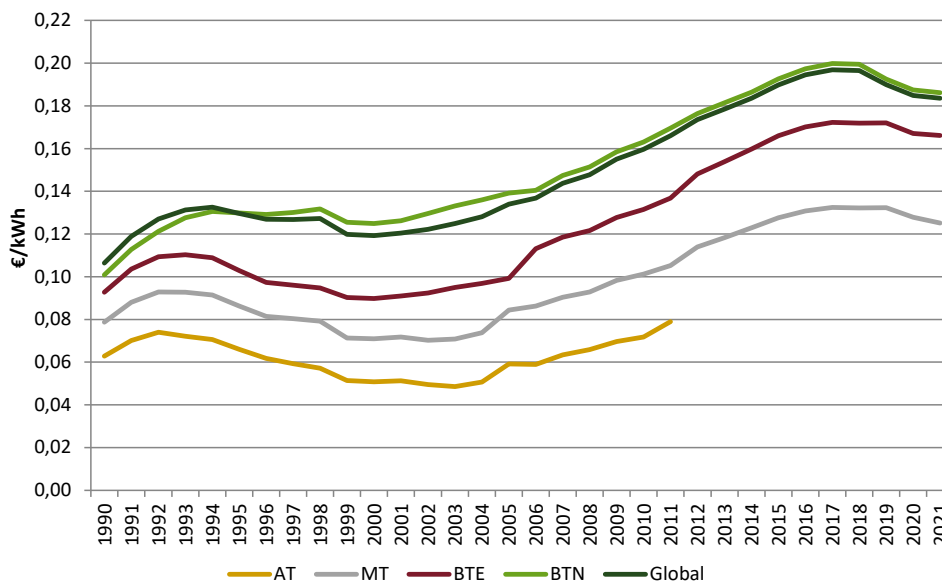
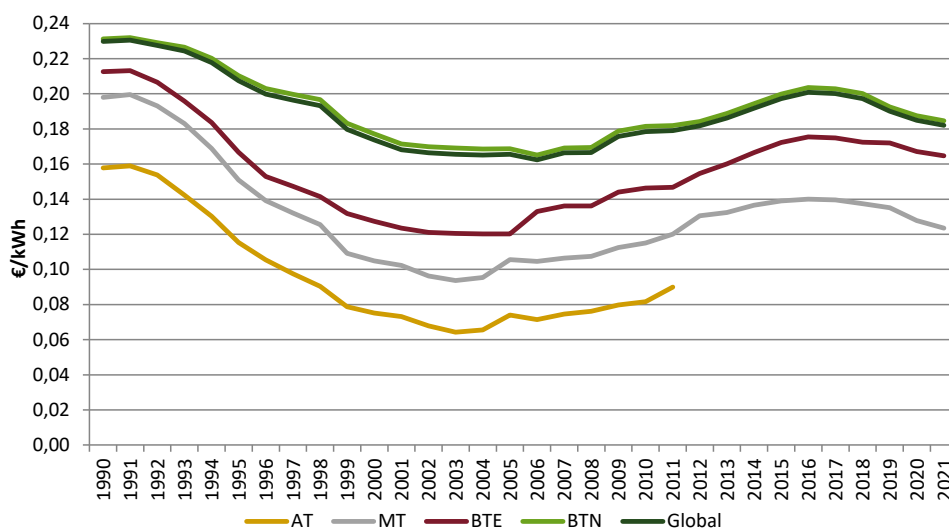


Figura 7-44 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso, por nível de tensão (preços constantes de 2020)



Nota: Para AT as figuras só incluem dados até 2011 uma vez que o número de consumidores no mercado regulado nesse nível de tensão desceu para um valor que impossibilita a apresentação de preços médios representativos. A partir de 2021 as tarifas de AT encontram-se extintas.

O Quadro 7-7 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 1998. O início em 1998 prende-se com o início da regulação independente do setor elétrico em Portugal. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores para o mercado regulado total, próximos dos valores de 1998.

Quadro 7-7 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais (ano 1998 = 100)

Preço médio		1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
AT *	real	100	87	83	81	75	71	72	82	79	83	84	88	90	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	nominal	100	90	89	90	87	85	89	104	103	111	115	122	126	138	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MT	real	100	87	84	82	77	75	76	84	83	85	86	90	92	96	104	106	109	111	112	111	110	108	102	98
	nominal	100	90	89	91	89	89	93	106	109	114	117	124	128	133	144	149	155	161	165	167	167	167	167	161
BTE	real	100	93	90	87	86	85	85	85	94	96	96	102	103	104	109	113	118	122	124	124	122	122	118	116
	nominal	100	95	95	96	97	100	102	105	119	125	128	135	139	144	156	162	169	175	180	182	181	182	176	175
BTN	real	100	93	90	87	86	86	86	86	84	86	86	91	92	92	94	96	99	102	104	103	102	98	95	94
	nominal	100	95	95	96	98	101	103	106	107	112	115	120	124	129	134	138	142	146	150	152	151	146	142	141
Global	real	100	93	90	87	86	86	85	86	84	86	86	91	92	93	94	96	99	102	104	104	102	98	96	94
	nominal	100	94	94	95	96	98	101	105	108	113	116	122	125	131	136	140	144	149	153	155	154	149	145	144

Nota: \*Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual.

O Quadro 7-8 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico <sup>104</sup>. Destaca-se que o primeiro período de regulação (1999-2001) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais, o que só voltou a acontecer no atual período de regulação (2018-2021).

**Quadro 7-8 - Variações anuais médias da tarifa de Venda a Clientes Finais por período regulatório**

Variação anual média		1999 - 2001	2002 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021
AT *	real	-6,8%	0,3%	1,0%	5,7%	-	-	-
	nominal	-3,5%	3,6%	3,6%	6,2%	-	-	-
MT	real	-6,6%	0,8%	0,6%	3,8%	4,4%	0,7%	-3,0%
	nominal	-3,3%	4,1%	3,2%	4,3%	5,3%	2,5%	-1,4%
BTE	real	-4,4%	-0,7%	4,2%	2,6%	4,3%	1,6%	-1,5%
	nominal	-1,4%	2,2%	7,0%	4,0%	5,3%	2,5%	-0,9%
BTN	real	-4,5%	-0,4%	0,2%	2,4%	2,2%	1,4%	-2,3%
	nominal	-1,4%	2,5%	2,9%	3,8%	3,2%	2,3%	-1,7%
Global	real	-4,5%	-0,4%	0,2%	2,4%	2,3%	1,4%	-2,3%
	nominal	-1,8%	2,7%	3,3%	4,0%	3,4%	2,4%	-1,7%

Nota: \* Em 2012 o número de consumidores em AT no mercado regulado passou a ser residual.

## 7.5 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

### 7.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 2020 E 2021

Em 2021, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de -3,3%, relativamente a 2020, conforme se ilustra na Figura 7-45.

<sup>104</sup> Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o atual período regulatório, que contam com uma duração de 4 anos.

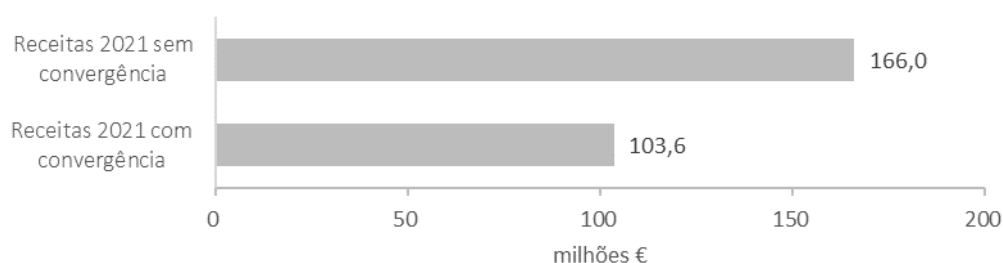
Figura 7-45 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio 2020	Preço médio 2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais na RAA (total)	<b>0,1580 €/kWh</b> Receitas: 119 278 mil € Quantidades: 755 GWh	<b>0,1515 €/kWh</b> Receitas: 103 590 mil € Quantidades: 684 GWh	-4,2%	<b>-3,3%</b>	-0,9%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	<b>0,1193 €/kWh</b> Receitas: 34 790 mil € Quantidades: 292 GWh	<b>0,1062 €/kWh</b> Receitas: 27 912 mil € Quantidades: 263 GWh	-11,0%	<b>-9,2%</b>	-2,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1596 €/kWh</b> Receitas: 9 464 mil € Quantidades: 59 GWh	<b>0,1538 €/kWh</b> Receitas: 8 665 mil € Quantidades: 56 GWh	-3,6%	<b>-3,0%</b>	-0,7%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1795 €/kWh</b> Receitas: 7 581 mil € Quantidades: 42 GWh	<b>0,1742 €/kWh</b> Receitas: 7 381 mil € Quantidades: 42 GWh	-3,0%	<b>-1,0%</b>	-2,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1865 €/kWh</b> Receitas: 67 443 mil € Quantidades: 362 GWh	<b>0,1849 €/kWh</b> Receitas: 59 631 mil € Quantidades: 322 GWh	-0,8%	<b>-0,5%</b>	-0,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-46 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAA em 2021 nas receitas da tarifa de venda a clientes finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas seriam significativamente mais elevadas em 2021.

Figura 7-46 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAA



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos prevista para 2021.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2021, isso resultaria numa variação tarifária de 55% entre 2020 e 2021, o que compara com uma variação tarifária global de -3,3% para a RAA.

### 7.5.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA ENTRE 1990 E 2021

A Figura 7-47 e a Figura 7-48 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA, no período compreendido entre 1990 e 2021, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2021 <sup>105</sup>. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1998 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma dos Açores com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional dos Açores.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA passaram a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às Regiões Autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

A preços correntes (Figura 7-47), no período compreendido entre 1990 e 2021, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,4%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 1,9%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos anuais de 1,1% e de 0,4%, respetivamente.

A preços constantes (Figura 7-48), verificaram-se aumentos no preço médio global até 1994 e reduções sucessivas até 2004. Entre 1990 e 2021, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,4%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -0,7%. Ainda em preços constantes, os preços médios em MT em 2021 são cerca de 45,3% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2021 são cerca de 60% e 79% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

---

<sup>105</sup> A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.



Figura 7-47 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços correntes)

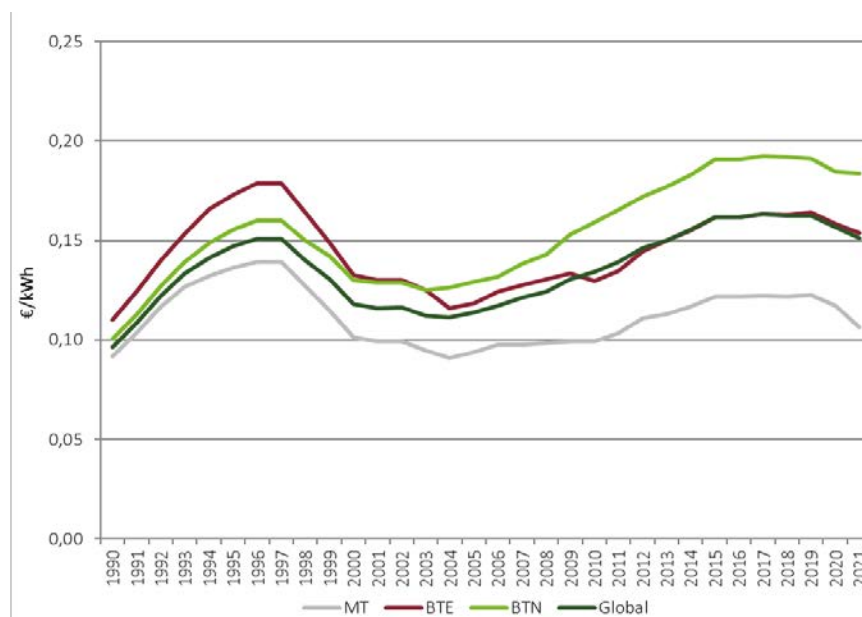
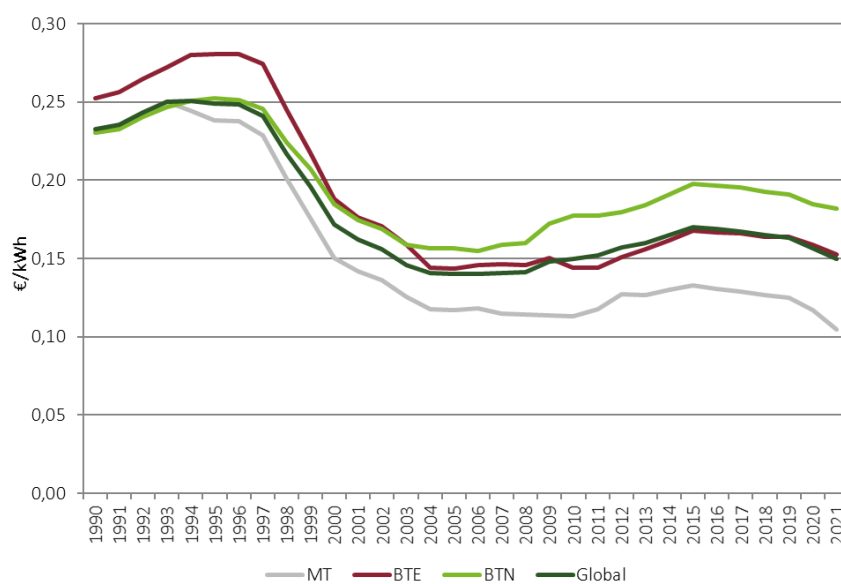


Figura 7-48 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA (preços constantes de 2020)



O Quadro 7-9 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores para MT e BTE inferiores aos valores de 2002.

**Quadro 7-9 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAA, ano 2002 = 100**

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MT	real	100	92	86	86	87	84	84	84	83	87	94	93	96	98	96	95	93	92	86	77
	nominal	100	95	92	94	98	98	99	100	100	104	112	114	118	123	123	123	122	123	118	107
BTE	real	100	93	84	84	86	86	86	88	85	85	89	92	95	98	98	97	96	96	93	89
	nominal	100	96	89	91	96	98	100	103	100	104	111	115	119	124	124	126	126	126	122	118
BTN	real	100	94	93	93	92	94	95	102	105	105	107	109	113	117	117	116	114	113	110	108
	nominal	100	97	98	100	102	108	111	119	124	129	134	138	142	148	148	150	149	149	144	143

O Quadro 7-10 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico <sup>106</sup>. Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN <sup>107</sup> e que no atual período regulatório se verificou a mesma situação.

**Quadro 7-10 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAA, por período regulatório**

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021
MT	real	-4,8%	-0,9%	1,0%	3,3%	-0,3%	-5,1%
	nominal	-1,9%	1,7%	1,5%	4,2%	1,5%	-3,5%
BTE	real	-5,5%	0,5%	-0,3%	3,9%	0,9%	-2,1%
	nominal	-3,0%	3,2%	1,0%	4,9%	1,8%	-1,5%
BTN	real	-2,5%	0,7%	3,5%	2,4%	0,8%	-1,8%
	nominal	0,1%	3,5%	5,0%	3,4%	1,7%	-1,2%

## 7.6 IMPACTE NO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

### 7.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 2020 E 2021

Em 2021, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de -2,8%, relativamente a 2020, conforme se ilustra na Figura 7-49.

<sup>106</sup> Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o atual período regulatório, que contam com uma duração de 4 anos.)

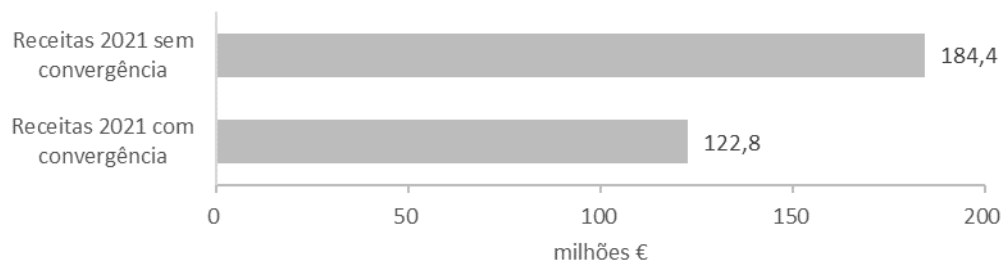
<sup>107</sup> Com exceção da evolução nominal em BTN no período de 2003-2005, que foi de 0,1%.

Figura 7-49 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM

Tarifa	Preço médio 2020	Preço médio 2021	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais na RAM (total)	<b>0,1643 €/kWh</b> Receitas: 131 330 mil € Quantidades: 799 GWh	<b>0,1554 €/kWh</b> Receitas: 122 810 mil € Quantidades: 790 GWh	-5,5%	<b>-2,8%</b>	-2,7%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	<b>0,1157 €/kWh</b> Receitas: 24 320 mil € Quantidades: 210 GWh	<b>0,1033 €/kWh</b> Receitas: 22 492 mil € Quantidades: 218 GWh	-10,8%	<b>-7,4%</b>	-3,6%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1621 €/kWh</b> Receitas: 23 893 mil € Quantidades: 147 GWh	<b>0,1538 €/kWh</b> Receitas: 21 189 mil € Quantidades: 138 GWh	-5,1%	<b>-2,8%</b>	-2,3%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1789 €/kWh</b> Receitas: 10 782 mil € Quantidades: 60 GWh	<b>0,1722 €/kWh</b> Receitas: 10 500 mil € Quantidades: 61 GWh	-3,7%	<b>-1,4%</b>	-2,4%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1896 €/kWh</b> Receitas: 72 335 mil € Quantidades: 381 GWh	<b>0,1835 €/kWh</b> Receitas: 68 628 mil € Quantidades: 374 GWh	-3,3%	<b>-1,4%</b>	-1,9%

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. A Figura 7-50 evidencia a importância do mecanismo de convergência nas tarifas da RAM em 2021 nas receitas da tarifa de venda a clientes finais. É visível que na ausência do mecanismo de convergência as receitas seriam significativamente mais elevadas em 2021.

**Figura 7-50 - Impacto do mecanismo de convergência nas receitas com a tarifa de venda a clientes finais na RAM**



Nota: A figura assume a aplicação das tarifas referidas à estrutura de consumos previsto para 2021.

Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2021, isso resultaria numa variação tarifária de 46,0% entre 2020 e 2021, o que compara com uma variação tarifária global de -2,8% para a RAM.

### 7.6.2 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM ENTRE 1990 E 2021

A Figura 7-51 e a Figura 7-52 apresentam a evolução do preço médio observada nas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, no período compreendido entre 1990 e 2021, em termos globais e por nível de tensão, assumindo a estrutura de consumos prevista para o ano 2021 <sup>108</sup>. No final é feita uma análise focada nas variações médias durante os vários períodos regulatórios desde 2002.

Até 1996 verifica-se uma tendência de subida no preço médio de todos os níveis de tensão, em termos nominais. Entre 1997 e 2001 registaram-se reduções sucessivas nos preços médios de todos os níveis de tensão, indiciando o processo anual de convergência dos preços médios de venda de energia elétrica praticados na Região Autónoma da Madeira com os praticados no Continente, resultante do Protocolo estabelecido entre o Ministério da Economia e o Governo Regional da Madeira.

A partir de 2003 as tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM passam a ser fixadas pela ERSE em resultado da extensão das suas competências de regulação do setor elétrico às regiões autónomas e no quadro da convergência tarifária com o Continente.

<sup>108</sup> A utilização da mesma estrutura de consumos nos vários anos permite eliminar o efeito consumo e analisar apenas as variações tarifárias em termos médios. Logo, os preços apresentados não constituem os preços médios efetivos em cada ano, pois não é considerada a estrutura dos consumos do respetivo ano em cada nível de tensão.

A preços correntes (Figura 7-51), no período compreendido entre 1990 e 2021, o preço médio global sofreu acréscimos médios anuais de 1,1%, sendo que a BTN registou acréscimos médios anuais de 1,2%. A BTE e a MT registaram, no período em análise, acréscimos de 0,9% e de 0,7% ao ano, respetivamente.

A preços constantes (Figura 7-52), entre 1990 e 2021, o preço médio global decresceu a uma taxa média anual de -1,6%, sendo que a BTN registou reduções médias anuais de -1,4%. Ainda em preços constantes, os preços médios em MT em 2021 são cerca de 48,4% dos preços verificados em 1990. Em BTE e BTN, os preços médios em 2021 são cerca de 58,1% e 64,2% dos respetivos preços médios verificados em 1990.

Figura 7-51 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços correntes)

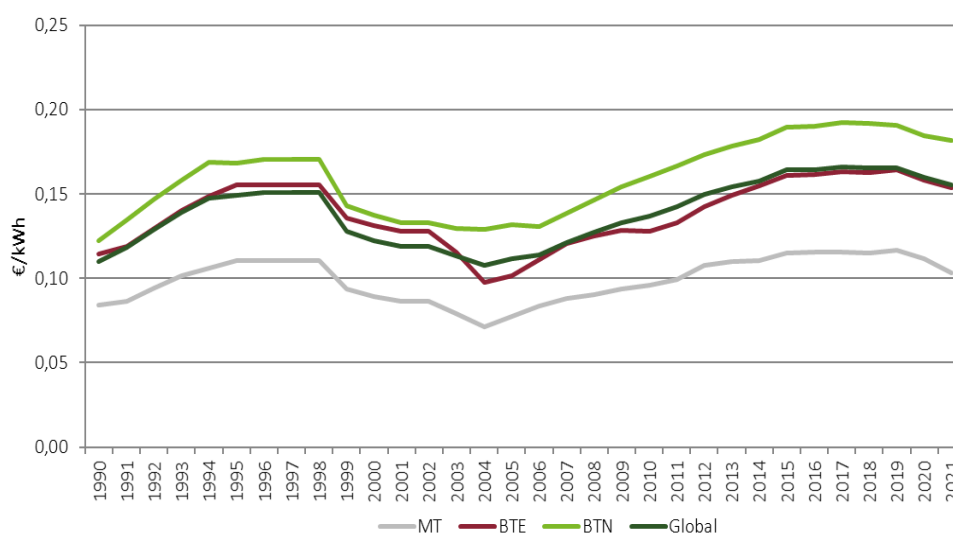
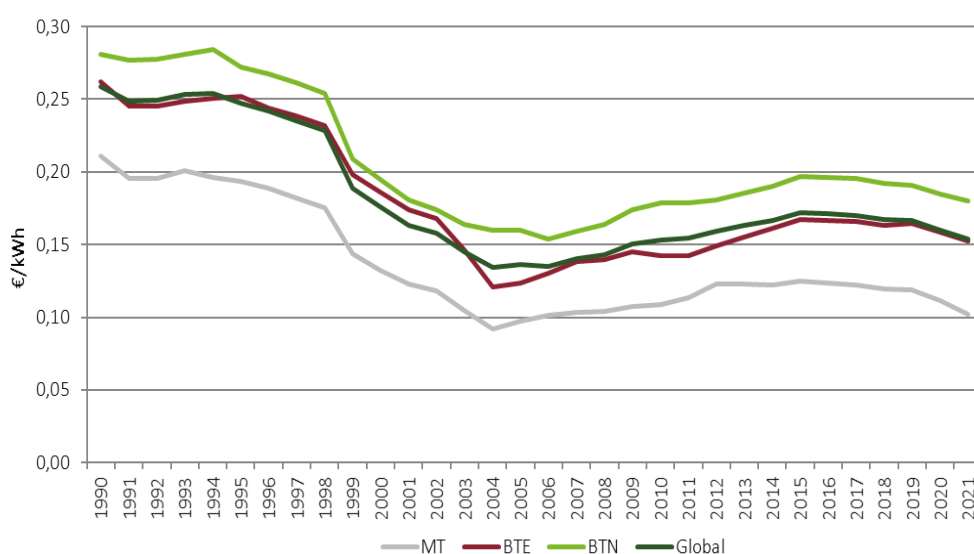


Figura 7-52 - Evolução das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM (preços constantes de 2020)



O Quadro 7-11 apresenta a evolução na tarifa de venda a clientes finais em termos reais e nominais, por indexação ao ano 2002. É de salientar que em termos reais registam-se atualmente valores reais para MT e BTE inferiores aos valores de 2002.

Quadro 7-11 - Evolução real e nominal do preço médio da tarifa de venda a clientes finais na RAM, ano 2002 = 100

Preço médio		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
MT	real	100	89	78	82	86	88	88	91	92	96	104	104	104	106	105	103	101	101	95	86
	nominal	100	92	83	90	97	102	105	109	111	115	125	128	128	133	134	134	134	135	129	120
BTE	real	100	87	72	74	78	83	83	86	85	85	89	93	96	100	99	99	97	98	94	91
	nominal	100	90	76	80	87	94	98	100	100	104	112	117	121	126	126	128	127	128	124	120
BTN	real	100	94	92	92	88	91	94	100	102	103	104	107	109	113	113	112	110	109	106	103
	nominal	100	97	97	99	99	104	110	116	121	125	131	134	137	143	143	145	144	144	139	137

O Quadro 7-12 resume as variações anuais médias durante cada um dos períodos de regulação do setor elétrico <sup>109</sup>. Destaca-se que o primeiro período de regulação apresentado (2003-2005) foi caracterizado por reduções reais e nominais no preço médio da tarifa de venda a clientes finais de MT, BTE e BTN, tendo-se verificado no atual período regulatório a mesma situação.

<sup>109</sup> Os períodos de regulação têm uma duração de 3 anos, com exceção do período 2002-2005 em Portugal Continental e o atual período regulatório, que contam com uma duração de 4 anos.

Quadro 7-12 - Variações anuais médias da tarifa de venda a clientes finais na RAM, por período regulatório

Variação anual média		2003 - 2005	2006 - 2008	2009 - 2011	2012 - 2014	2015 - 2017	2018 - 2021
MT	real	-6,3%	2,4%	2,8%	2,6%	-0,1%	-4,4%
	nominal	-3,4%	5,1%	3,3%	3,5%	1,6%	-2,8%
BTE	real	-9,8%	4,3%	0,6%	4,2%	0,9%	-2,1%
	nominal	-7,3%	7,1%	2,0%	5,2%	1,8%	-1,5%
BTN	real	-2,8%	0,9%	2,9%	2,0%	0,9%	-2,0%
	nominal	-0,3%	3,6%	4,4%	3,0%	1,8%	-1,4%

## 7.7 ANÁLISE DA CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

A convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores e da Região Autónoma da Madeira reflete a existência de tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) mais baixas do que os valores necessários para recuperar os proveitos permitidos das atividades reguladas dos setores elétricos das Regiões Autónomas (RA). A diferença entre os proveitos recuperados com as TVCF das RA e os proveitos permitidos das atividades reguladas é designado como custo da convergência tarifária, o qual é repercutido na tarifa de uso global do sistema.

As TVCF das RA baseiam-se na aplicação das tarifas aditivas, as quais representam a estrutura de custos eficientes em Portugal continental. Isto significa que as TVCF das RA procuram mitigar os custos médios mais elevados nas RA devido à natureza insular. O quadro que se segue apresenta a variação tarifária entre 2020 e 2021 da tarifa aditiva aplicada às quantidades de consumo de Portugal continental <sup>110</sup>.

Quadro 7-13 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2020 e 2021 em Portugal continental

	MT	BTE	BTN
Portugal continental	-8,8%	-3,1%	-1,6%

Nota: Inclui as quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado e considera o impacto da revisão trimestral da tarifa de Energia em abril de 2020.

<sup>110</sup> Inclui as quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado.

À semelhança da situação em Portugal continental, a tarifa aditiva só será aplicada diretamente às Regiões Autónomas caso esta tarifa não resulte em variações acima dos valores máximos permitidos, estipulados anualmente pela ERSE, na comparação da tarifa aditiva para o próximo ano com a tarifa de Venda a Clientes Finais do ano corrente. Sempre que exista pelo menos um preço a variar mais do que o valor máximo permitido, é aplicado um mecanismo de limitação de acréscimos tarifários, que reduz as variações mais altas ao mesmo tempo que aumenta as variações mais baixas, preservando a variação tarifária global para cada Região Autónoma.

A variação tarifária global, bem como a variação tarifária por nível de tensão da TVCF nas duas RA é apresentada no Quadro 7-14. A variação tarifária global de cada RA depende das variações tarifárias da tarifa aditiva por nível de tensão (Quadro 7-13) e da estrutura de consumo por nível de tensão de cada RA.

**Quadro 7-14 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2020 e 2021, por região**

	MT	BTE	BTN	Global
Região Autónoma dos Açores	-9,2%	-3,0%	0,0%	<b>-3,3%</b>
Região Autónoma da Madeira	-7,4%	-2,8%	-1,4%	<b>-2,8%</b>

Nota: Considera o impacto da revisão trimestral da tarifa de Energia em abril de 2020.

Adicionalmente, as variações tarifárias por nível de tensão em cada RA dependem igualmente da aplicação do mecanismo de limitação de acréscimos tarifários. Em 2021 será assegurada pela primeira vez a convergência em preço médio para os fornecimentos em MT, BTE e BTN individualmente, como pode ser comprovado na Figura 7-54. Tendo em conta as distâncias observadas entre as TVCF e a tarifa aditiva em 2020, este facto explica que em termos comparativos no Quadro 7-14 se observem reduções mais reduzidas na MT para a RAA e na BT para a RAM.

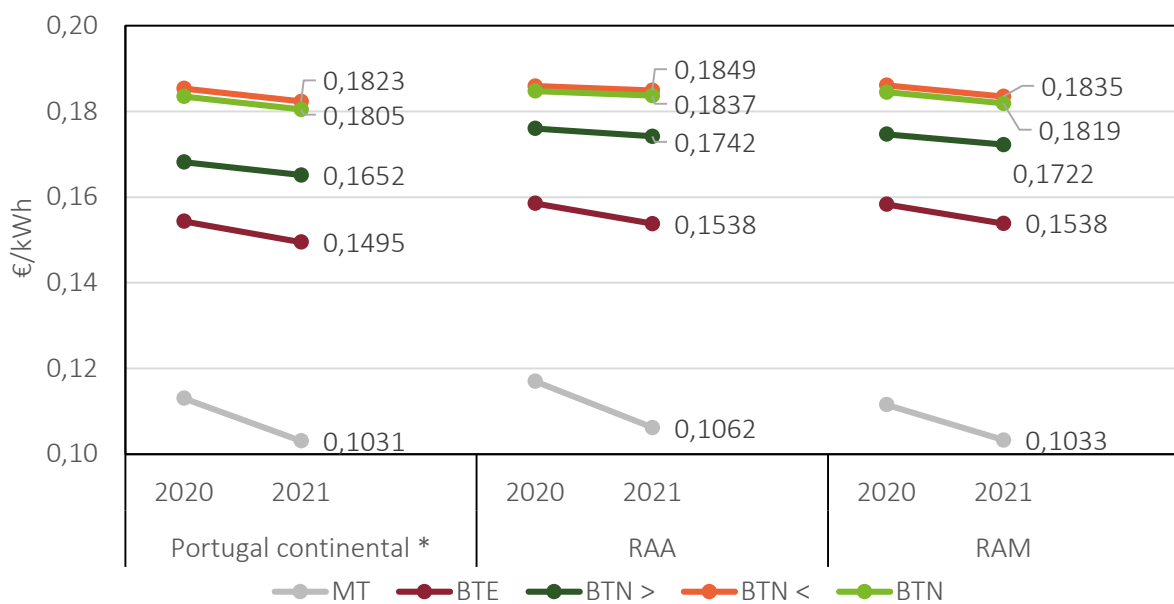
Deve referir-se que as variações tarifárias apresentadas no Quadro 7-13 e Quadro 7-14 são determinadas face a um preço médio em 2020, tendo em conta a revisão trimestral da tarifa de Energia ocorrida em abril de 2020. Na perspetiva de alteração entre dezembro de 2020 e janeiro de 2021 as variações seriam ligeiramente mais elevadas <sup>111</sup>.

<sup>111</sup> Ver capítulo 4 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021» para mais informações.



Na Figura 7-53 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental <sup>112</sup> e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2020 e 2021. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2021. Assim, a evolução entre 2020 e 2021 corresponde à variação tarifária em cada região.

**Figura 7-53 - Preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental, da RAA e da RAM**



Notas: \* Determinado com base nas tarifas aditivas aplicadas às quantidades do mercado regulado e do mercado liberalizado. Valores para o ano 2020 incluem o efeito da revisão trimestral de abril de 2020.

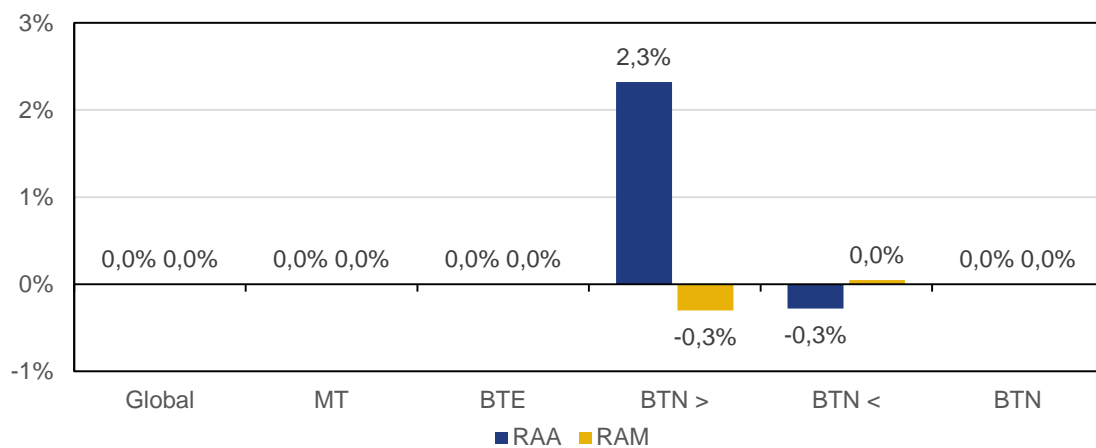
Mesmo que fossem aplicados os mesmos preços nas várias regiões, poderiam resultar preços médios distintos na Figura 7-53 devido às diferenças nas estruturas de consumo das regiões. De forma a corrigir o efeito das diferenças de estrutura de consumos entre as Regiões Autónomas e o Continente, comparam-se na Figura 7-54 as TVCF das Regiões Autónomas com a aplicação da tarifa aditiva às quantidades fornecidas em cada RA, medindo os desvios percentuais do preço médio da TVCF em cada Região Autónoma face à tarifa aditiva.

<sup>112</sup> Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de acesso com os preços de energia e comercialização.

Desde 2002, ano em que as atribuições de regulação da ERSE passaram a incluir as Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, a uniformidade tarifária tem vindo a ser implementada de forma gradual. Já antes do ano 2020, encontrava-se assegurada a convergência em preço médio em termos globais para cada região autónoma.

Em 2021 será assegurada pela primeira vez a convergência em preço médio para os fornecimentos em MT, BTE e BTN individualmente, como pode ser comprovado na Figura 7-54. Não obstante este marco histórico, continuam a observar-se desvios face à tarifa aditiva em BTN> e em BTN< <sup>113</sup>.

Figura 7-54 - Desvio dos preços médios das TVCF nas Regiões Autónomas face à tarifa aditiva em 2021



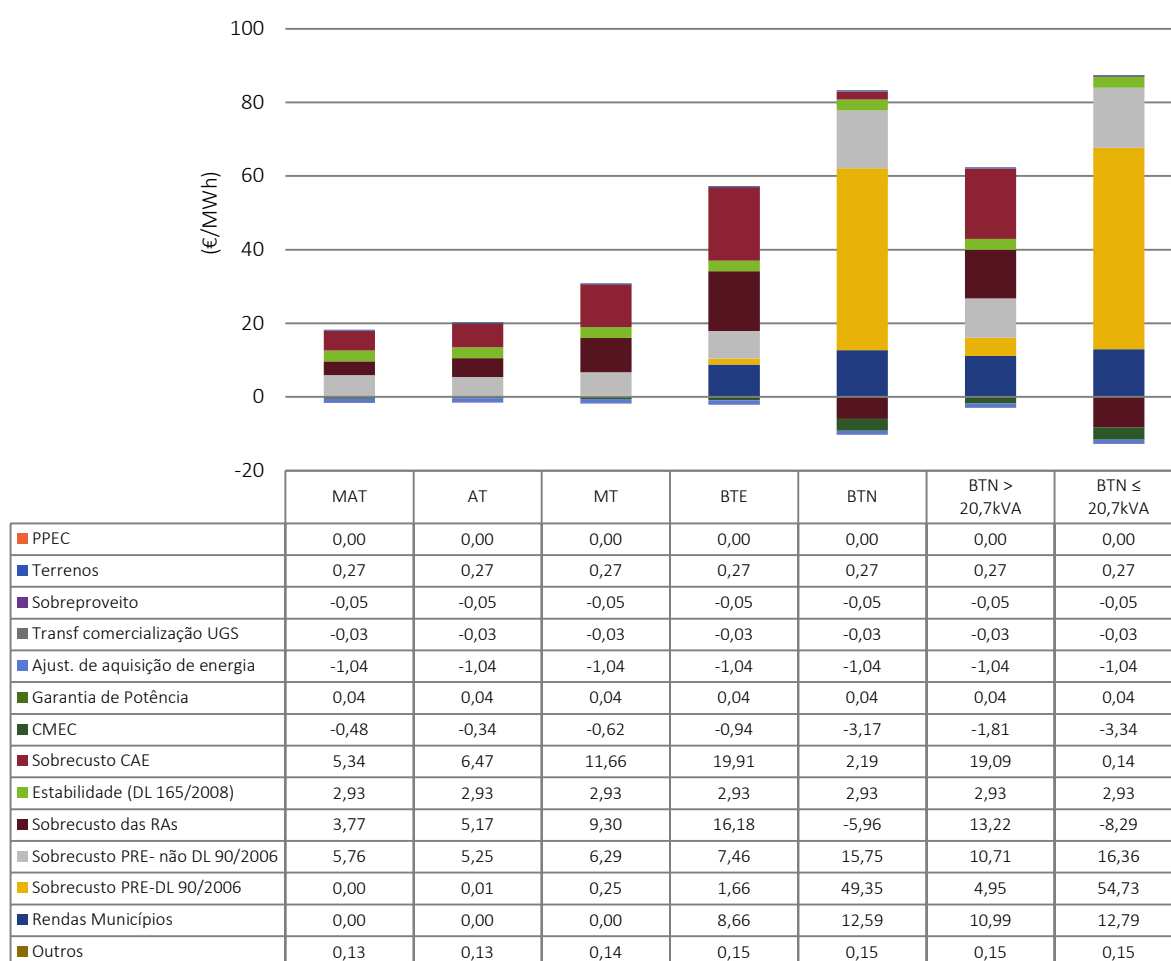
## 7.8 IMPACTES TARIFÁRIOS DOS CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL, EM 2021

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos custos decorrentes de política energética, ambiental ou de interesse económico geral (CIEG). Estes custos são, na sua quase totalidade, determinados no âmbito da legislação em vigor.

<sup>113</sup> Ver capítulo 4 do documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2021» para mais informações sobre o processo de convergência tarifária nas Regiões Autónomas.

Na Figura 7-55 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG. Em 2021, destacam-se as seguintes parcelas: os sobrecustos da produção em regime especial, o sobrecusto dos CAE, os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008 e as rendas pagas aos Municípios.

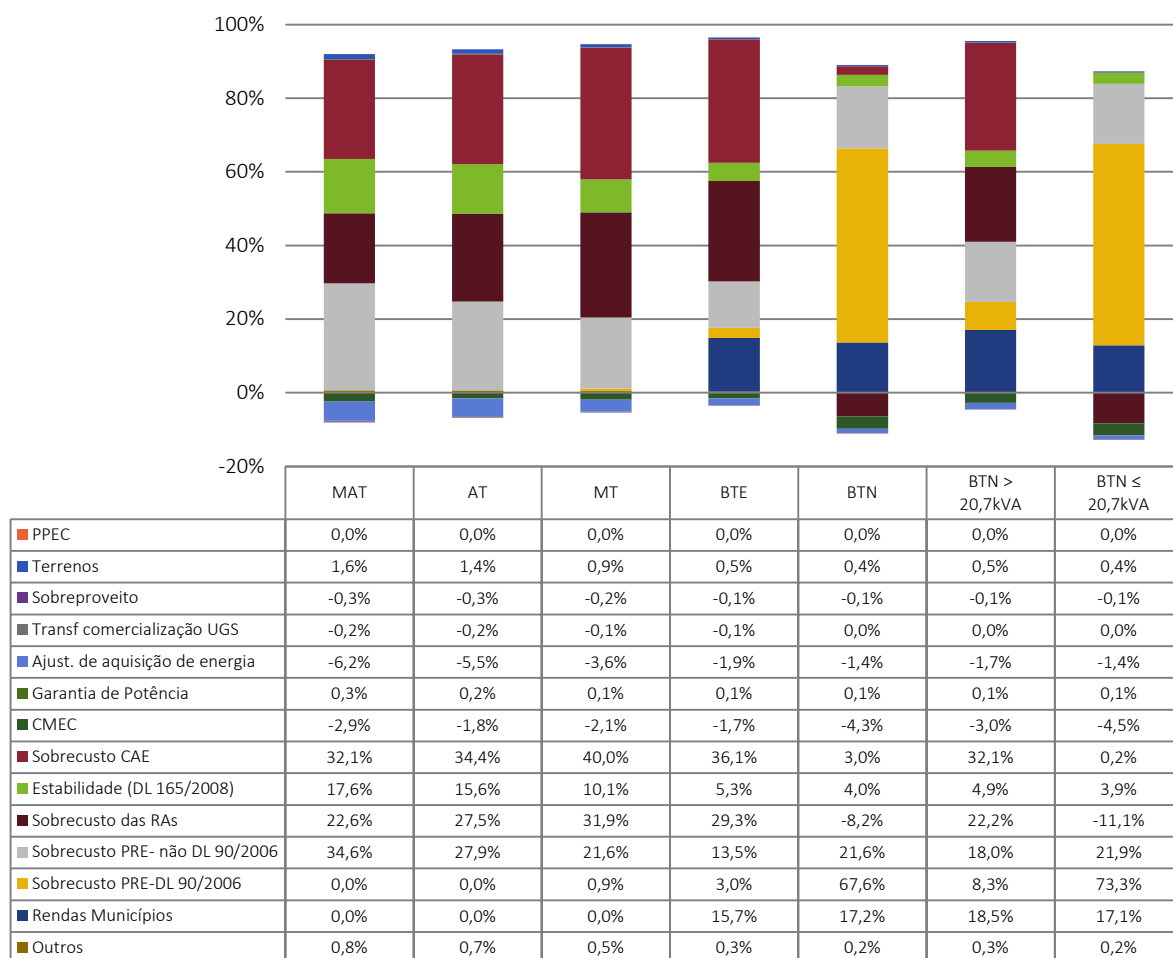
Figura 7-55 - Preço médio dos CIEG em 2021, por componente



**Legenda:** PPEC – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia Elétrica; Terrenos – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; Sobreproveito – Sobreproveito resultante da aplicação das tarifas transitórias; Transf. Comercialização UGS – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais; Ajust. de aquisição de energia – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores; Garantia de Potência – Custos com o mecanismo de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos produtores ao Sistema Elétrico Nacional; CMEC – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; Sobrecusto CAE – Sobrecusto com os Contratos de Aquisição de Energia; Estabilidade (DL 165/2008) – Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto Lei n.º 165/2008; Sobrecusto das RA – Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; Sobrecusto PRE-não DL 90/2006 – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução; Sobrecusto PRE DL 90/2006 – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas; Rendas Municípios – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

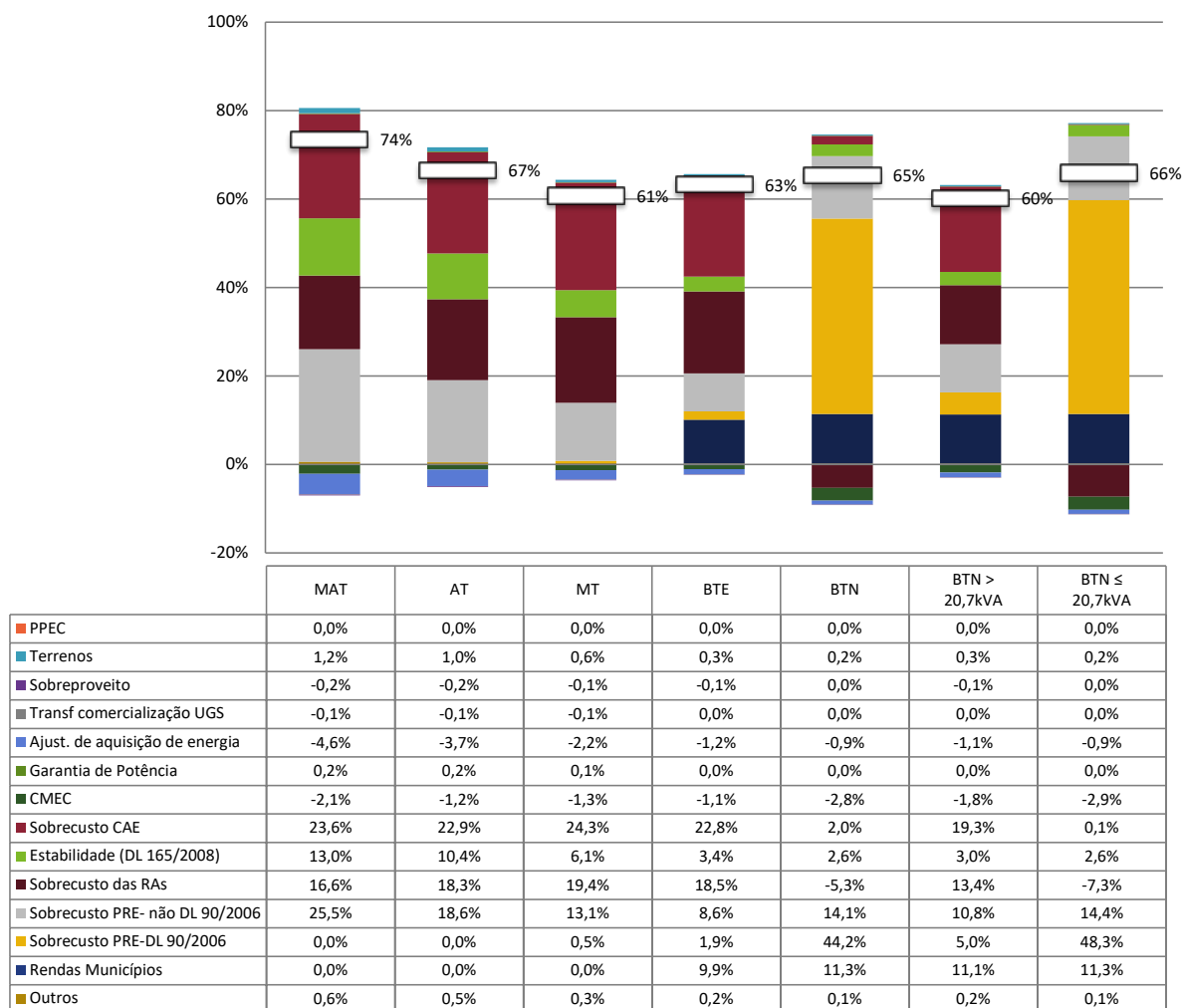
Na Figura 7-56, apresenta-se a estrutura do preço médio dos CIEG para cada nível de tensão.

Figura 7-56 - Estrutura do preço médio dos CIEG em 2021, por componente



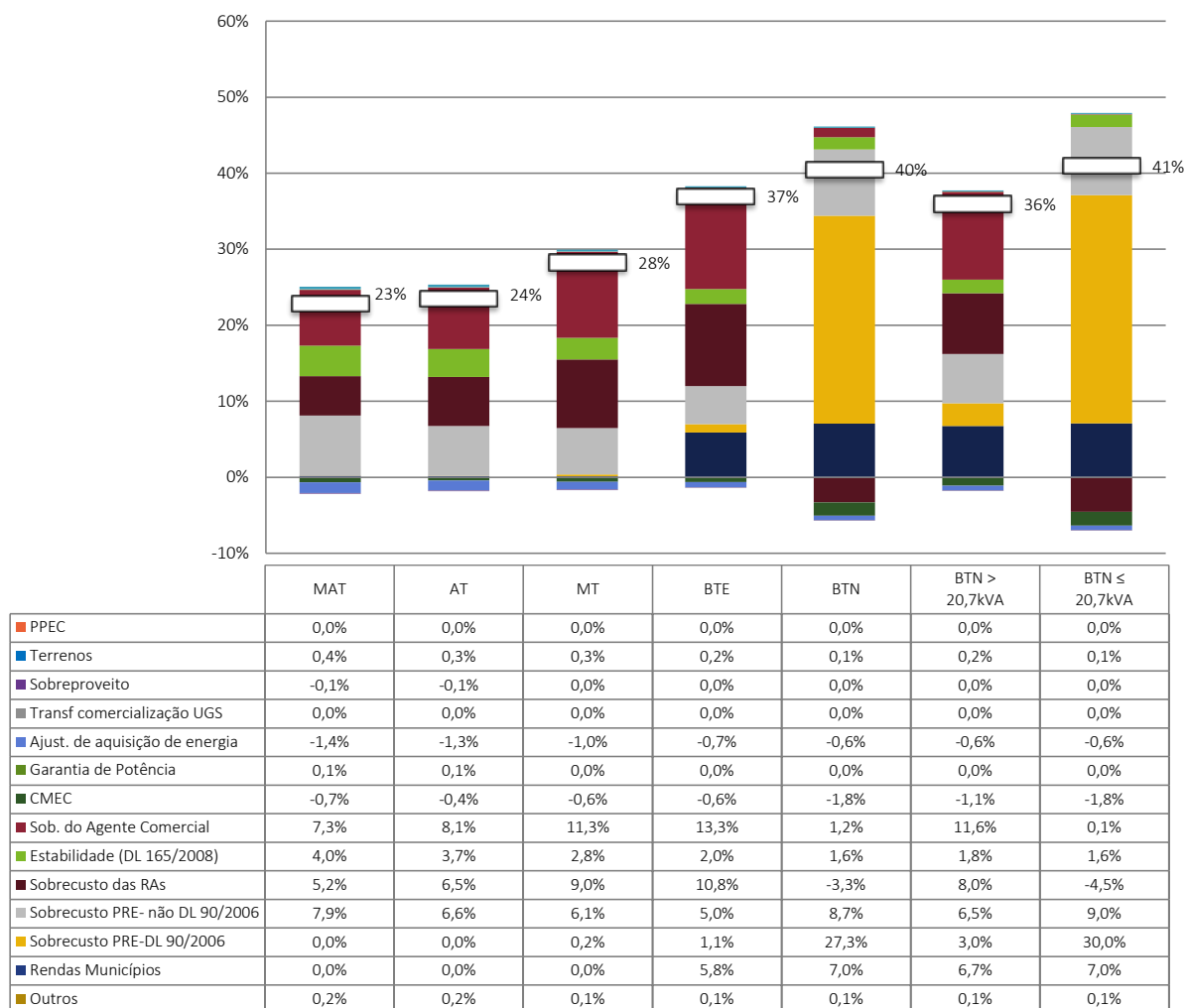
Na Figura 7-57 e na Figura 7-58, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente. Presentemente verifica-se que uma parte considerável dos custos incluídos nas tarifas de Acesso às Redes são CIEG.

Figura 7-57 - Impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes



Nos preços pagos em 2021 pelos clientes, estima-se que os CIEG apresentem um peso entre 23% em MAT e 41% em BTN com potência contratada inferior ou igual a 20,7 kVA.

Figura 7-58 - Impacte dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes



## 7.9 IMPACTE DAS VARIAÇÕES TARIFÁRIAS NAS OFERTAS DO MERCADO LIBERALIZADO EM BTN

Esta secção apresenta o impacto das variações tarifárias nas ofertas comerciais do mercado liberalizado para os clientes domésticos ligados em BTN. A análise mede num primeiro momento o impacto da variação da tarifa de Acesso às Redes na fatura total anual das ofertas de mercado (Quadro 7-16). Num segundo momento é incluído o impacto adicional da variação da componente de energia, assumindo que cada

comercializador atualiza o preço em linha com a variação da tarifa de Energia do mercado regulado (Quadro 7-17).

É importante reforçar que esta análise corresponde a um exercício teórico para poder estimar potenciais impactes na fatura das ofertas no mercado liberalizado, uma vez que os comercializadores em mercado livre negociam os tarifários de forma livre. Caso os comercializadores apenas repercutissem a variação da tarifa de Acesso às Redes a 1 de janeiro, sem proceder a outras alterações aos tarifários, o impacte apresentado no Quadro 7-16 seria um impacte exato.

A análise utiliza a informação das ofertas comerciais incluídas no [simulador de preços de energia da ERSE](#)<sup>114</sup>, adotando para o cálculo os três consumidores tipo<sup>115</sup> presentes no simulador da ERSE, cujas características se encontram resumidas no Quadro 7-15.

**Quadro 7-15 - Consumidores tipo no fornecimento de eletricidade**

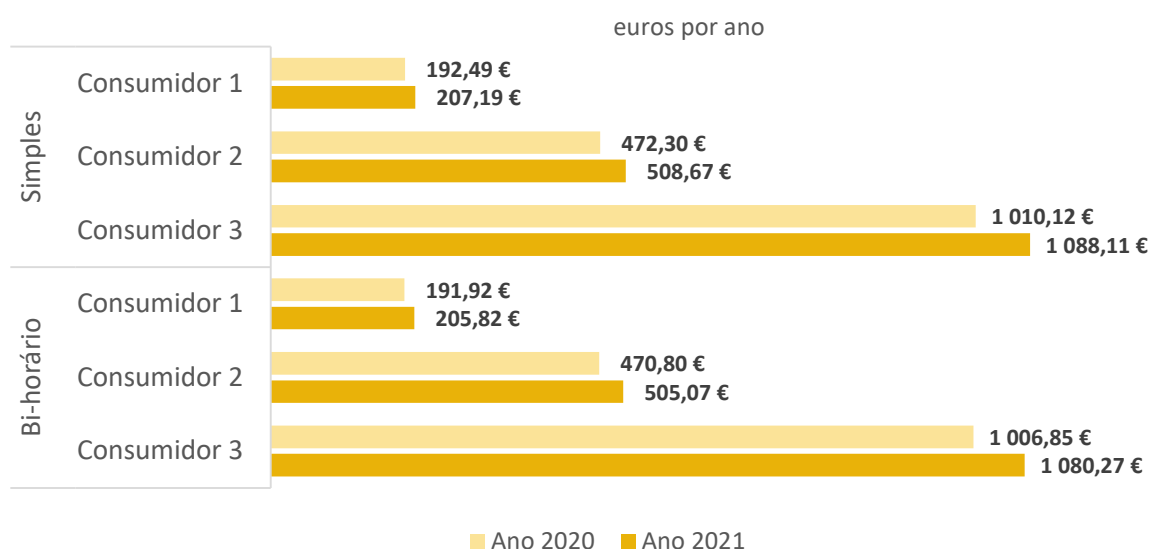
Consumidor tipo	Descrição	Potência contratada	Consumo anual
Consumidor 1	Casal sem filhos	3,45 kVA	1 900 kWh (40% em vazio)
Consumidor 2	Casal com dois filhos	6,90 kVA	5 000 kWh (40% em vazio)
Consumidor 3	Casal com quatro filhos	13,80 kVA	10 900 kWh (40% em vazio)

Tendo por base os consumidores tipo do Quadro 7-15, a Figura 7-59 apresenta o montante da tarifa de Acesso às Redes nas opções horárias simples e bi-horária para o ano 2020 e para o ano 2021, antes da aplicação do IVA. Para as diferentes situações apresentadas, a tarifa de Acesso às Redes apresenta variações tarifárias entre 7,2% e 7,7%.

<sup>114</sup> Informação recolhida do simulador da ERSE a 9 de dezembro de 2020. A análise exclui ofertas condicionadas, ofertas com fidelização, ofertas com preços indexados e ofertas com serviços adicionais obrigatórios.

<sup>115</sup> Os consumidores tipo são clientes residenciais.

Figura 7-59 - Tarifa de Acesso às Redes para os três consumidores tipo



Nota: Valores sem IVA.

As variações percentuais anteriormente referidas não representam o impacto percentual na fatura total pelo fornecimento de eletricidade, uma vez que não incluem a componente de energia <sup>116</sup> e a componente de taxas e impostos <sup>117</sup>.

O Quadro 7-16 apresenta a fatura total anual para o ano 2021, admitindo que os comercializadores atualizam nas suas ofertas atuais apenas o valor correspondente à tarifa de Acesso às Redes. As figuras apresentadas apenas consideram a oferta mais competitiva de cada comercializador, dentro dos pressupostos já referidos na nota de rodapé 114. Para além dos comercializadores do mercado liberalizado, é também incluído o comercializador do mercado regulado.

As figuras, divididas pelos três consumidores tipo, apresentam a fatura total e indicam também o impacto absoluto e percentual por via da variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes verificada no ano 2021, incluindo a variação adicional devido à aplicação da taxa do IVA <sup>118</sup>.

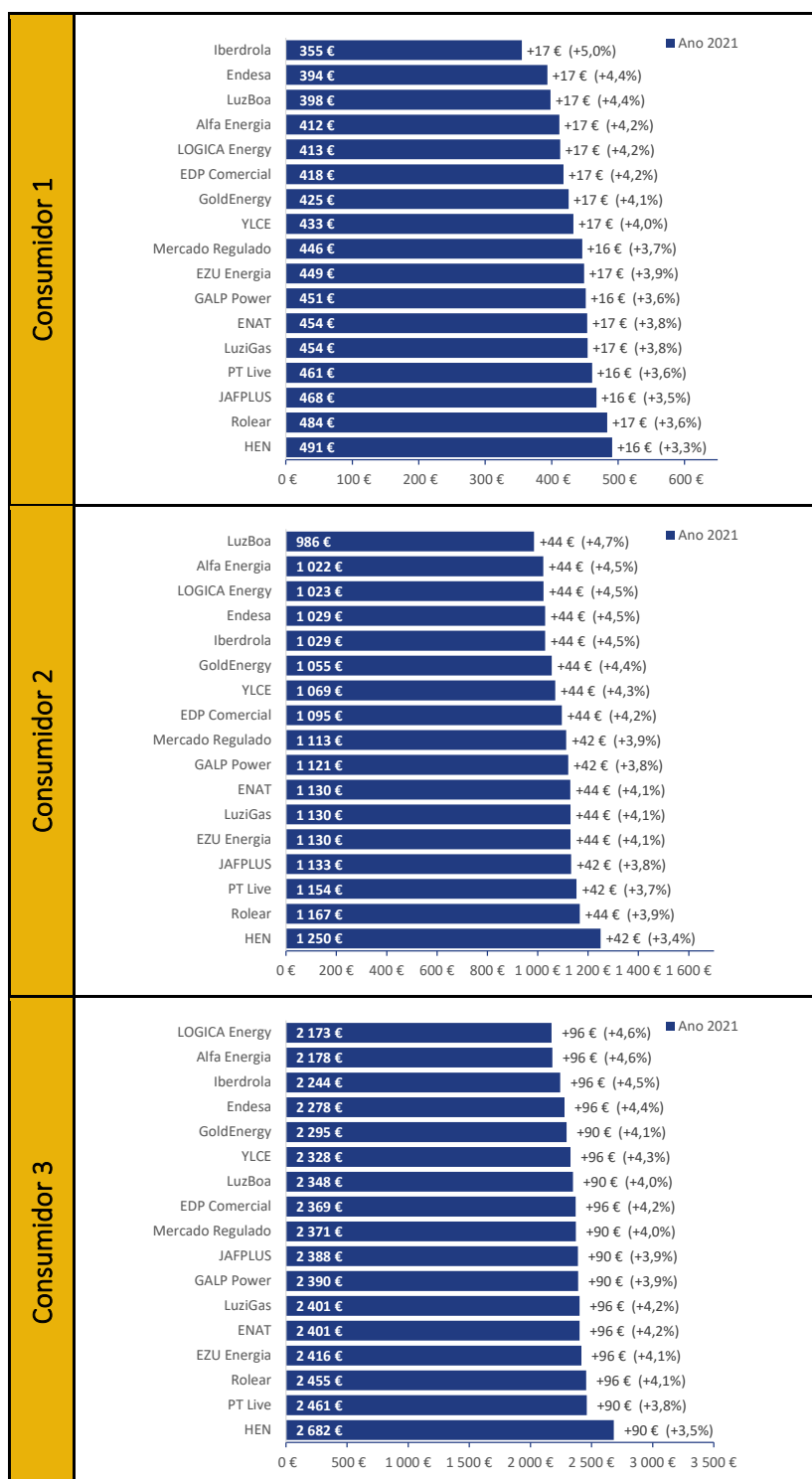
<sup>116</sup> Por componente de «energia» deve entender-se o valor cobrado pelo comercializador pela energia consumida, incluindo a margem pela atividade de comercialização.

<sup>117</sup> Por componente de «taxas e impostos» deve entender-se o Imposto sobre o valor acrescentado (IVA), o Imposto Especial de Consumo de eletricidade e a contribuição audiovisual. A taxa da Direção Geral de Energia e Geologia (DGEG) não está incluída nos cálculos apresentados.

<sup>118</sup> A análise desta secção 7.9 considera o regime de IVA aplicável a partir de 1 de dezembro de 2020. Para mais informações sobre o novo regime de IVA consulte o folheto ERSExplica «[Aplicação do IVA na fatura de eletricidade](#)» (dezembro 2020).



Quadro 7-16 - Fatura anual no ano 2021 com o impacte da tarifa de Acesso às Redes



Nota: Apresentam-se as melhores ofertas comerciais de cada comercializador, a 9 de dezembro de 2020, adicionadas do impacte da tarifa acesso às redes para o ano 2021 (com efeito de IVA), consoante a opção horária (simplex ou bi-horária). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 114 para mais informação.

Importa destacar os seguintes aspetos no Quadro 7-16. Primeiro, para cada consumidor tipo a tarifa de Acesso às Redes assume um de dois valores, dependendo se a oferta em causa corresponde à opção horária simples ou bi-horária <sup>119</sup>. O impacto em euros não depende do comercializador em questão, uma vez que a aplicação da tarifa de Acesso às Redes é igual para clientes com as mesmas características de consumo.

Segundo, o impacto da variação tarifária na tarifa de Acesso às Redes em termos percentuais é diferente entre as várias ofertas, diminuindo à medida que se passa de uma oferta mais competitiva para uma oferta menos competitiva <sup>120</sup>. A razão está no facto de o mesmo aumento absoluto, em euros, na tarifa de Acesso às Redes resultar num aumento percentual mais baixo quando o valor da fatura total é mais alto.

O Quadro 7-17 repete o exercício do Quadro 7-16, admitindo como pressuposto <sup>121</sup> adicional que cada comercializador no mercado livre atualiza o preço de energia em linha com a variação da tarifa de Energia no mercado regulado. Para o ano 2021 a tarifa de Energia no mercado regulado regista na opção bi-horária <sup>122</sup> uma redução de 14,2 EUR/MWh face ao valor em vigor no início do ano 2020, antes da aplicação da taxa de IVA.

---

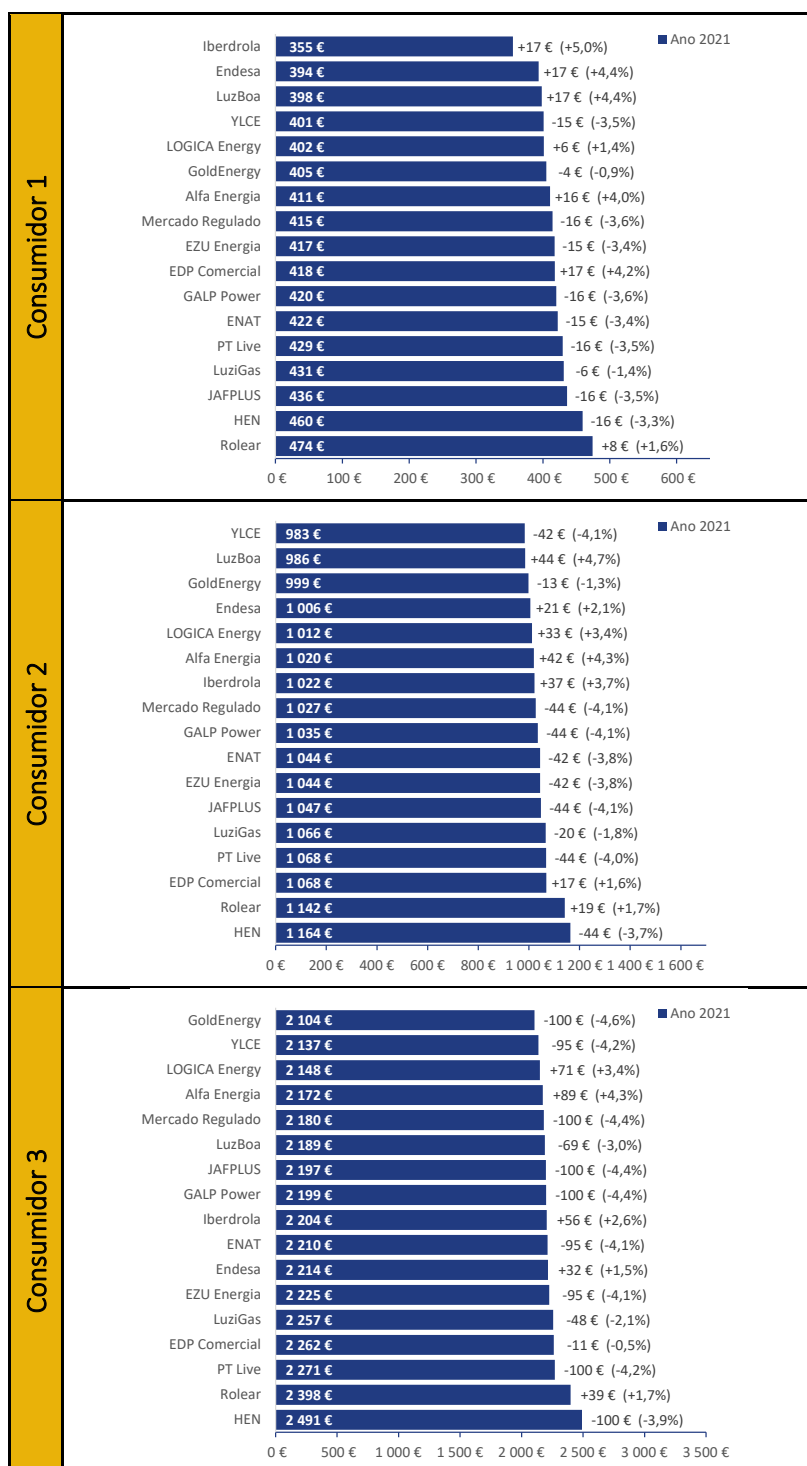
<sup>119</sup> A análise apresentada não considera ofertas com opção tri-horária.

<sup>120</sup> Poderá ocorrer um padrão oposto entre ofertas adjacentes caso as opções horárias em causa sejam diferentes.

<sup>121</sup> Esta análise corresponde a um exercício teórico para estimar possíveis impactes nas ofertas do mercado liberalizado, uma vez que os comercializadores em mercado livre negociam os tarifários de forma livre.

<sup>122</sup> É utilizado este valor como referência uma vez que no mercado regulado se trata da opção horária mais vantajosa para os consumidores tipo analisados. Por comparação, na opção simples a redução será de 14,3 EUR/MWh.

Quadro 7-17 - Fatura anual no ano 2021 com o impacto da tarifa de Acesso às Redes e da componente de energia



Nota: Apresentam-se as melhores ofertas comerciais de cada comercializador, a 9 de dezembro de 2020, adicionadas do impacto da tarifa acesso às redes para o ano 2021 e da componente de energia (com efeito de IVA), consoante a opção horária (simplex ou bi-horária). Os comercializadores estão ordenados por ordem crescente do valor total da fatura. Ver nota de rodapé 114 para mais informação.

Uma vez que no mercado liberalizado as ofertas comerciais podem ser atualizadas com uma frequência superior à frequência anual do mercado regulado, antecipando as alterações dos preços de mercado, foi adotado o seguinte critério na atualização da componente de energia no mercado liberalizado: determinou-se a variação da melhor oferta de cada comercializador entre os dias 15 de fevereiro de 2020 e 9 de dezembro de 2020, repercutido a atualização da componente de energia nos seguintes moldes <sup>123</sup>:

- Caso a redução da componente de energia seja superior ou igual a 14,2 €/MWh, não é repercutido nenhum impacto adicional na componente de energia aos preços de 9 de dezembro.
- Caso a redução da componente de energia seja inferior a 14,2 €/MWh, é repercutido a diferença para o valor de 14,2 €/MWh, de forma a que a melhor oferta desse comercializador apresente uma redução de 14,2 €/MWh face aos preços em vigor a 15 de fevereiro.
- Caso se tenha verificado um aumento da componente de energia, é repercutida uma redução de 14,2 €/MWh nos preços aplicáveis a 9 de dezembro de 2020.

Como se pode observar, a inclusão da atualização da componente de energia no Quadro 7-17 resulta, em média, em variações na fatura total anual inferiores ao impacto que resulta apenas da atualização da tarifa de Acesso às Redes (Quadro 7-16). A atualização dos preços de energia permite mitigar o acréscimo das tarifas de Acesso às Redes e nalguns casos permite até reduções na fatura total.

Por fim, o Quadro 7-18 avalia o impacto médio na fatura total anual do mercado liberalizado, com base na informação do Quadro 7-17, decompondo para cada consumidor tipo o impacto total em efeito da tarifa de Acesso às Redes e em efeito da componente de energia. Correspondendo o Quadro 7-18 ao impacto médio no mercado liberalizado, no efeito devido à componente de energia encontram-se incluídas situações distintas, nomeadamente comercializadores que já reduziram ao longo de 2020 essa componente da fatura, e para os quais é menos provável haver novas reduções no início de 2021.

---

<sup>123</sup> A data de 15 de fevereiro corresponde aproximadamente ao período em que os vários comercializadores concluíram a atualização das suas ofertas a aplicar durante o ano de 2020. A maioria dos comercializadores atualiza as suas ofertas durante o mês de janeiro.

## Quadro 7-18 - Decomposição do impacte médio na fatura total anual das ofertas do mercado liberalizado

	Consumidor 1	Consumidor 2	Consumidor 3
<b>Fatura total anual</b>	<b>- 0,3%</b>	<b>- 0,7%</b>	<b>- 1,7%</b>
<i>Decomposto por impacte da</i>			
Tarifa de Acesso às Redes	+ 3,9%	+ 4,1%	+ 4,1%
Componente de energia	- 4,2%	- 4,8%	- 5,8%

Nota: Impactes representam médias ponderadas dos valores no Quadro 7-17 para o mercado liberalizado, isto é, face às ofertas em vigor a 9 de dezembro de 2020. Valores incluem efeito da taxa do IVA.

Observa-se que o impacte tarifário esperado na fatura total anual não indica a existência de acréscimos na fatura para todos os consumidores tipo, com variações entre - 1,7% e - 0,3%. Este impacte resulta do aumento da tarifa de Acesso às Redes, com impactos entre + 3,9% e + 4,1%, cujo efeito é contrabalançado com a redução da componente de energia.



ANEXOS





ANEXO I  
PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES



**PRINCIPAIS ALTERAÇÕES LEGISLATIVAS E REGULAMENTARES**

O cálculo de tarifas de eletricidade para 2021 integra diversas decisões legislativas, designadamente as aprovadas através dos seguintes diplomas:

<b>Diploma</b>	<b>Assunto</b>
Diretiva (extrato) n.º 1/2020, de 17 de janeiro	Perfis de consumo, de produção e de autoconsumo aplicáveis em 2020.
Diretiva (extrato) n.º 2/2020, de 22 de janeiro	Perfis de perdas aplicáveis em 2020.
Portaria n.º 15/2020, de 23 de janeiro	Fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos às atividades de produção e comercialização de eletricidade.
Portaria n.º 16/2020, de 23 de janeiro	Fixa os valores das taxas devidas no âmbito dos procedimentos administrativos relativos à atividade de autoconsumo e às Comunidades de Energia Renovável (CER)
Decreto Regulamentar Regional n.º 2/2020/A, de 27 de janeiro (Região Autónoma dos Açores)	Atribuição de incentivos financeiros para a aquisição de veículos elétricos e de pontos de carregamento.
Portaria n.º 40/2020, de 6 de fevereiro	Prorrogação até 31 de dezembro de 2020 do regime transitório aplicável aos abastecimentos realizados em ou para instalações de consumo próprio, previsto no n.º 2 do artigo 14.º-B da Portaria n.º 246-A/2016, de 8 de setembro.
Portaria n.º 41/2020, de 13 de fevereiro	Fixa a tarifa aplicável, no regime de remuneração garantida, aos centros electroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade.
Diretiva n.º 2-A/2020, de 14 de fevereiro	Regime de gestão de riscos e garantias no SEN.

Diploma	Assunto
Diretiva n.º 3/2020, de 17 de fevereiro	Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2020.
Despacho n.º 2269-A/2020, de 17 de fevereiro	Aprova o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2020.
Portaria n.º 50/2020, de 27 de fevereiro	Regulamentação das formalidades e dos procedimentos aplicáveis ao reconhecimento e controlo das isenções e das taxas reduzidas do imposto sobre os produtos petrolíferos e energéticos.
Portaria n.º 53/2020, de 28 de fevereiro	Fixa os montantes a cobrar pela entidade emissora de garantias de origem relativos aos serviços prestados no âmbito das suas funções.
Portaria n.º 73/2020, de 16 de março	Requisitos não exaustivos para ligação dos módulos geradores à Rede Elétrica de Serviço Público.
Regulamento n.º 255-A/2020, de 18 de março	Aprova o Regulamento Que estabelece Medidas Extraordinárias no Setor Energético por Emergência Epidemiológica Covid-19
Diretiva n.º 4/2020, de 20 de março	Regime de equilíbrio concorrencial de mercado grossista.
Diretiva n.º 5/2020, de 20 de março	Aprova as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP em 2020.
Regulamento n.º 266/2020, de 20 de março	Aprova o Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica.
Portaria n.º 80/2020, de 25 de março	Estabelece a tarifa de referência e o respetivo prazo de duração aplicável aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, bem como a quota máxima anual para atribuição de remuneração garantida.
Lei n.º 2/2020, de 31 de março	Orçamento do Estado para 2020.

Diploma	Assunto
Lei n.º 3/2020, de 31 de março	Grandes Opções do Plano para 2020.
Portaria n.º 83/2020, de 1 de abril	Antecipa os prazos de prolongamento para a extinção das tarifas transitórias aplicáveis aos fornecimentos de eletricidade em MT e Baixa Tensão Especial para 2021 e 2022 respetivamente, e em BTN para 2025 e aos fornecimentos de gás natural em clientes finais com consumos anuais superiores a 10 000 m <sup>3</sup> para 2022 e aos clientes finais com consumos anuais inferiores ou iguais a 10 000 m <sup>3</sup> para 2025.
Diretiva n.º 5-A/2020, de 2 de abril	Atualiza a tarifa de energia do setor elétrico.
Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril	Estabelece o regime jurídico aplicável ao comércio de licenças e emissão de gases com efeito de estufa, transpondo a Diretiva (UE) 2018/410
Regulamento n.º 356-A/2020, de 8 de abril	Aprova o regulamento que estabelece medidas excecionais no âmbito do SEN e do SNGN.
Diretiva n.º 6/2020, de 20 de abril	Aprova a prorrogação do projeto-piloto de participação do consumo no mercado de reserva de regulação
Regulamento n.º 496/2020, de 26 de maio	Aprova o aditamento ao Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.
Diretiva n.º 8/2020, de 28 de maio	Aprova as condições gerais do contrato de adesão à rede de mobilidade elétrica e a metodologia de cálculo das garantias a prestar junto da Entidade Gestora da Rede de Mobilidade Elétrica.
Diretiva n.º 9/2020, de 29 de maio	Aprova a alteração do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema do setor elétrico no âmbito da participação do operador da rede de transporte nas plataformas transeuropeias TERRE e IGCC.

Diploma	Assunto
Despacho n.º 5921/2020, de 29 de maio	Abertura de procedimento concorrencial, sob a forma de leilão eletrónico, para atribuição de reserva de capacidade de injeção em pontos de ligação à Rede Elétrica de Serviço Público para eletricidade a partir da conversão de energia solar.
Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 10/2020/A, de 2 de junho	Apoio social extraordinário aos consumidores domésticos de eletricidade dos Açores.
Despacho n.º 6453/2020, de 19 de junho	Estabelece as condições para a isenção dos encargos correspondentes aos custos de interesse económico geral que incidem sobre as tarifas de acesso às redes determinadas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos.
Portaria n.º 158/2020, de 25 de junho	Primeira alteração à Portaria n.º 172/2013, de 3 de maio, que estabelece o regime de verificação da disponibilidade dos centros electroprodutores.
Despacho n.º 6740/2020, de 30 de junho	Estabelece o valor de pagamento por conta a aplicar em 2020 aos produtores de energia elétrica abrangidos pelo mecanismo de equilíbrio concorrencial.
Decreto Regulamentar Regional n.º 15 2020 /A, de 3 de julho (Região Autónoma dos Açores)	Primeira alteração ao Decreto Regulamentar Regional n.º 2 2020 /A de 27 de janeiro, atribuição de incentivos financeiros para a aquisição de veículos elétricos e de pontos de carregamento.
Resolução do Conselho de Ministros n.º 53/2020, de 10 de julho	Aprova o Plano Nacional Energia e Clima 2030 (PNEC 2030).
Diretiva n.º 13/2020, de 13 de julho	Aprova as entidades habilitadas a integrar a unidade de desvio de comercialização nos termos do Manual de Procedimentos da Gestão Global do Sistema.

Diploma	Assunto
Lei n.º 27 A/ 2020, de 24 de julho	Procede à segunda alteração à Lei n.º 2 2020 de 31 de março (Orçamento do Estado para 2020 e à alteração de diversos diplomas.
Resolução da Assembleia Legislativa da Região Autónoma dos Açores n.º 32/2020/A, de 30 de julho	Recomenda o desenvolvimento de um projeto que torne, através da produção de eletricidade a partir de fontes renováveis, a ilha do Corvo tendencialmente autossustentável em termos energéticos
Decreto Lei n.º 60/ 2020, de 17 de agosto	Estabelece o mecanismo de emissão de garantias de origem para gases de baixo teor de carbono e para gases de origem renovável, atualizando as metas de energia de fontes renováveis.
Portaria n.º 203/2020, de 21 de agosto	Altera a Portaria n.º 102/2015 , de 7 de abril, que estabelece os critérios de atribuição da autorização para a instalação do sobre equipamento de centros electroprodutores eólicos.
Despacho n.º 8457/2020, de 2 de setembro	Altera o Despacho n.º 2269-A/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 33, suplemento, de 17 de fevereiro de 2020, alterado pelo Despacho n.º 6559/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 120, de 23 de junho de 2020, referente ao orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2020.
Decreto Lei n.º 64/2020, de 10 de setembro	Estabelece disposições em matéria de eficiência energética, transpondo a Diretiva (UE) 2018/2002.
Portaria n.º 553/2020, de 10 de setembro	Autoriza o Fundo Ambiental e a Mobi E S A a efetuarem a repartição dos encargos relativos ao reforço da rede nacional de carregamento de veículos elétricos.
Despacho n.º 8745/2020, de 11 de setembro	Regulamento de Atribuição de Incentivos Programa de Apoio a Edifícios Mais Sustentáveis.
Decreto-Lei n.º 74/2020, de 24 de setembro	Altera a taxa de IVA aplicável aos fornecimentos de eletricidade em relação a determinados níveis de consumo e potências contratadas em baixa tensão normal.

Diploma	Assunto
Declaração de Retificação n.º 647/2020, de 25 de setembro	Retifica o Despacho n.º 8457/2020, de 11 de agosto, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 171, de 2 de setembro de 2020 (relativo a aplicação das receitas do Fundo Ambiental em 2020).
Declaração de Retificação n.º 36 /2020, de 28 de setembro	Retifica a Portaria n.º 203/2020, de 21 de agosto, do Ambiente e Ação Climática, que altera a Portaria n.º 102/2015, de 7 de abril, que estabelece os critérios de atribuição da autorização para a instalação do sobre equipamento de centros electroprodutores eólicos, publicada no Diário da República, 1.ª série, n.º 163 de 21 de agosto de 2020.
Decreto-Lei n.º 79/2020, de 1 de outubro	Prolongamento da aplicação do mecanismo de alisamento do custo da energia adquirida a produtores em regime especial.
Portaria n.º 233/2020, de 2 de outubro	Revoga a Portaria n.º 251/2012, de 20 de agosto, que estabelece o regime de atribuição de incentivos à garantia de potência disponibilizada pelos centros eletroprodutores ao Sistema Elétrico Nacional (SEN).
Diretiva n.º 15/2020, de 7 de outubro	Aprova as tarifas de acesso às redes a aplicar ao autoconsumo de energia elétrica através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem da isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.
Despacho n.º 9807/2020, de 12 de outubro	Determina a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a consumidores economicamente vulneráveis, aplicável a partir de 1 de janeiro de 2021
Portaria n.º 244/2020, de 15 de outubro	Fixa a tarifa aplicável aos centros eletroprodutores que utilizam resíduos urbanos como fonte de produção de eletricidade em instalações de valorização energética, na vertente de queima de resíduos sólidos urbanos indiferenciados provenientes de Sistemas de Gestão de Resíduos Urbanos.



Diploma	Assunto
Portaria n.º 247-A/2020, de 19 de outubro	Regula a aplicação da verba 2.8 da lista II anexa ao Código do IVA em cumprimento do disposto no artigo 2.º do Decreto - Lei n.º 74/2020, de 24 de setembro.
Despacho n.º 10177/2020, de 22 de outubro	Determina a compensação final a aplicar para o ano de 2019 por unidade de energia injetada na rede elétrica de serviço público.
Declaração de Retificação n.º 42/2020, de 30 de outubro	Retifica a Portaria n.º 233/2020, publicada no Diário da República, 1.ª série, n.º 193, de 2 de outubro de 2020.
Despacho n.º 10835/2020, de 4 de novembro	Redução de potência da produção em regime especial que beneficie de um regime de remuneração garantida ou outro regime bonificado de apoio à remuneração.
Despacho n.º 11261/2020, de 16 de novembro	Altera o orçamento do Fundo Ambiental para o ano de 2020, aprovado pelo Despacho n.º 2269-A/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 33, suplemento, de 17 de fevereiro de 2020, alterado pelo Despacho n.º 6559/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 120, de 23 de junho de 2020, alterado pelo Despacho n.º 8457/2020, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 171, de 2 de setembro de 2020, e retificado pela Declaração de Retificação n.º 647/2020, publicada no Diário da República, 2.ª série, n.º 188, de 25 de setembro de 2020.
Portaria n.º 265-B/2020, de 16 de novembro	Estabelece as condições e procedimentos aplicáveis à atribuição, em 2020, do apoio financeiro previsto no artigo 309.º-A da Lei n.º 2/2020, na redação conferida pela Lei n.º 27-A/2020, de 24 de julho, que tem por objeto, exclusivamente, a energia utilizada na produção agrícola e pecuária e nas atividades de armazenagem, conservação e comercialização de produtos agrícolas.
Decreto-Lei n.º 100/2020, de 26 de novembro	Alarga a tarifa social de eletricidade e a tarifa social de gás natural a mais situações de insuficiência social e económica.

Diploma	Assunto
Portaria n.º 277/2020, de 4 de dezembro	Fixa a taxa do adicionamento sobre as emissões de CO (índice 2) previsto no artigo 92.º-A do CIEC e o valor do adicionamento resultante da aplicação dessa taxa aos fatores de adicionamento relativos a cada produto.
Decreto-Lei n.º 101-D/2020, de 7 de dezembro	Estabelece os requisitos aplicáveis a edifícios para a melhoria do seu desempenho energético e regula o Sistema de Certificação Energética de Edifícios, transpondo a Diretiva (UE) 2018/844 e parcialmente a Diretiva (UE) 2019/944.
Despacho do Secretário de Estado Adjunto e da Energia, de 9 de dezembro	Fixação das receitas a favor do SEN no âmbito do procedimento concorrencial para atribuição de reserva de capacidade de injeção na RESP, aberto pelo Despacho n.º 5921/2020, de 29 de maio.
Decreto-Lei n.º 102-D/2020, de 10 de dezembro	Aprova o regime geral da gestão de resíduos, o regime jurídico da deposição de resíduos em aterro e altera o regime da gestão de fluxos específicos de resíduos, transpondo as Diretivas (UE) 2018/849, 2018/850, 2018/851 e 2018/852.
Declaração de Retificação n.º 873-A/2020, de 10 de dezembro	Retifica o Despacho n.º 11718-B/2020, de 24 de novembro, publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 230, 2.º suplemento, de 25 de novembro de 2020.
Despacho nº 1571/2020/SEO, de 11 de dezembro	Autoriza a devolução parcial, no valor de 1 milhão de euros, dos saldos de gerência da ERSE e sua reversão às tarifas de eletricidade de 2021.
Despacho conjunto Finanças e Ambiente e Ação Climática, de 11 de dezembro	Aloca ao SEN as receitas da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE) integralmente consignadas ao Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE) e obtidas com a tributação de um conjunto de produtos petrolíferos e energéticos em sede de taxa de imposto sobre produtos petrolíferos e energéticos e de taxa do adicionamento sobre as emissões de CO <sub>2</sub> previstas, que está consignada, em 50%, ao FSSSE.

Diploma	Assunto
Despacho n.º 12088/2020, de 14 de dezembro	Parâmetros relativos ao cálculo da remuneração do alisamento quinquenal do sobrecusto com a Produção em Regime Especial de 2021.
Despacho do Gabinete do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, de 14 de dezembro	Afetação dos saldos de gerência do FSSSE.



ANEXO II  
SIGLAS



---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
AdC	Autoridade da Concorrência
AEE	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica
AGC	Acordo de Gestão de Consumo
AGS	Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema
AT	Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 45 kV e igual ou inferior a 110 kV)
BCE	Banco Central Europeu
BdP	Banco de Portugal
BT	Baixa Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é igual ou inferior a 1 kV)
BTE	Baixa Tensão Especial (baixa tensão com potência contratada superior a 41,4 kW)
BTN	Baixa Tensão Normal (baixa tensão com potência contratada inferior ou igual a 41,4 kW)
C	Tarifas de comercialização
CAE	Contrato de Aquisição de Energia
CE	Comissão Europeia
CEE	Atividade Comercialização de Energia Elétrica
CIEG	Custos de Interesse Económico Geral
CIF	Cost, Insurance and Freight
CIRC	Código do Imposto sobre o Rendimento das Pessoas Coletivas
CMEC	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Eletricidade
CR	Tarifas de Comercialização de Redes
DEE	Distribuição de Energia Elétrica
DGEG	Direção-Geral de Energia e Geologia
DRCIE	Direção Regional do Comércio, Indústria e Energia
ECOM	Efficiency measurement of Construction, Operation and Maintenance
EDA	EDA - Electricidade dos Açores, S.A.

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
EDIA	Empresa de Desenvolvimento de Infraestruturas do Alqueva, S.A.
EDP Distribuição	EDP Distribuição - Energia, S.A.
EEM	EEM - Empresa de Electricidade da Madeira, S.A.
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUR	Euro
FBCF	Formação bruta de capital fixo
FED	Reserva Federal Americana
FER	Fontes de Energia Renováveis
FMI	Fundo Monetário Internacional
FSE	Fornecimentos e Serviços Externos
FSSSE	Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Elétrico
GGs	Gestão Global do Sistema
IHPC	Índice Harmonizado de Preços ao Consumidor
INE	Instituto Nacional de Estatística
IP	Índice de Preços Implícito no Consumo Privado
IPC	Índice de Preços no Consumidor
ISP	Imposto sobre Produtos Petrolíferos
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MAT	Muito Alta Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 110 kV)
MF	Ministério das Finanças
MFAP	Ministério das Finanças e da Administração Pública
ML	Mercado Liberalizado
MT	Média Tensão (tensão entre fases cujo valor eficaz é superior a 1 kV e igual ou inferior a 45 kV)
NT	Níveis de Tensão de MAT, AT e MT
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques



---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
OMI Clear	Sociedade de Compensação de Mercados de Energia, SA
OMIP	Operador do Mercado Ibérico de Energia (Pólo Português), SA
ONI	ONI SGPS, S.A.
PAR	Plano de Apoio à Reestruturação
PEC	Programa de Estabilidade e Crescimento
PIB	Produto Interno Bruto
POC	Plano Oficial de Contabilidade
PNAC	Plano Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PPC	Paridade de Poder de Compra
PPDA	Plano de Promoção do Desempenho Ambiental
PPEC	Plano de Promoção de Eficiência no Consumo
PQA	Power Quality Analyser
PRE	Produção em Regime Especial
PSTN	Public Switched Telephone Network
PT	PT Comunicações, S.A.
QAC	Quantidade anual contratual
QE	Quantitative Easing
RAA	Região Autónoma dos Açores
RAM	Região Autónoma da Madeira
RARI	Regulamento do Acesso às Redes e às Interligações
RA's/RAS	Regiões Autónomas
RD	Rede de Distribuição
REN	REN - Rede Eléctrica Nacional, S.A.
RND	Rede Nacional de Distribuição de Eletricidade em alta e média tensão

---

<b>SIGLAS</b>	<b>DEFINIÇÕES</b>
RNT	Rede Nacional de Transporte de Energia Elétrica
RQS	Regulamento da Qualidade de Serviço
RRC	Regulamento de Relações Comerciais
RSU	Resíduos Sólidos Urbanos
RT	Regulamento Tarifário
SCAE	Sobrecusto CAE
SEN	Sistema Nacional Elétrico
SEP	Sistema Elétrico de Serviço Público
SGL	Sistema de Gestão de Leituras
TE	Tarifa de Energia
TEE	Transporte de Energia Elétrica
TEP	Tarifa de Energia e Potência
TET	Trabalhos em tensão
TPE	Trabalhos para a Própria Empresa
TUGS	Tarifas Uso Global do Sistema
TURT	Tarifas de Uso da Rede de Transporte
TVCF	Tarifas de Venda a Clientes Finais
UD	Unidade Técnica de Distribuição
UE	União Europeia
UGS	Uso Global do Sistema
URD	Uso da Rede de Distribuição
URT	Uso da Rede de Transporte
UVE	Utilizadores de veículos elétricos

**ANEXO III**  
**DOCUMENTOS COMPLEMENTARES**



- Proveitos permitidos e ajustamentos para 2021 das empresas reguladas do setor elétrico
- Estrutura tarifária do setor elétrico em 2021
- Caracterização da procura de energia elétrica em 2021