

**TARIFAS E PREÇOS PARA A  
ENERGIA ELÉTRICA DE JULHO A DEZEMBRO DE 2022**

- FIXAÇÃO EXCECIONAL -

Junho 2022

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

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

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

## ÍNDICE

<b>0</b>	<b>SUMÁRIO EXECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica .....	5
0.2	Evolução dos proveitos permitidos .....	13
<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>19</b>
<b>2</b>	<b>PRESSUPOSTOS.....</b>	<b>23</b>
2.1	Custo de aquisição de energia elétrica .....	23
2.2	Produção com remuneração garantida .....	30
2.2.1	Produção em regime especial.....	30
2.2.2	Contratos de aquisição de energia (CAE).....	35
2.3	Medida de contenção tarifária .....	36
<b>3</b>	<b>PROVEITOS PERMITIDOS.....</b>	<b>39</b>
3.1	Síntese dos proveitos permitidos .....	39
3.2	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE) .....	43
3.3	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT .....	46
3.3.1	Atividade de Gestão Global do Sistema.....	46
3.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	49
3.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	49
3.5	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso .....	54
3.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica .....	55
3.5.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição .....	56
3.5.3	Atividade de Comercialização.....	57
3.6	Atividades desenvolvidas pelas entidades concessionárias do transporte e distribuição das Regiões Autónomas.....	57
3.6.1	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma dos Açores (RAA) .....	58
3.6.2	Custos com a convergência tarifária na Região Autónoma da Madeira (RAM) .....	58
<b>4</b>	<b>TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE 1 DE JULHO DE 2022 .....</b>	<b>61</b>
4.1	Descrição das tarifas reguladas .....	61
4.2	Tarifa do operador logístico de mudança de comercializador.....	69
4.3	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT .....	69
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	69
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	71
4.4	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição .....	71
4.4.1	Tarifa de operação logística de mudança de comercializador.....	71
4.4.2	Tarifa de Uso Global do Sistema .....	72
4.4.3	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	79

4.4.4	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição .....	79
4.5	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso .....	80
4.5.1	Tarifa de Energia .....	80
4.5.2	Tarifas de Comercialização .....	81
4.6	Tarifas de Acesso às Redes .....	82
4.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT .....	87
4.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo .....	89
4.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC .....	91
4.8.2	Isonomia de CIEG .....	91
4.8.3	Tarifas de acesso às redes aplicáveis ao autoconsumo .....	93
4.9	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento .....	99
4.10	Tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica .....	102
4.10.1	Tarifas de acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica .....	103
4.10.2	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA .....	107
4.11	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental .....	108
4.12	Tarifas a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso no âmbito do fornecimento supletivo .....	114
4.12.1	Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo .....	115
4.12.2	Tarifa de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo .....	115
4.12.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo .....	115
4.12.4	Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos clientes em MAT, AT e MT .....	116
4.12.5	Tarifa a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT .....	118
4.13	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	119
4.14	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	123
4.15	Tarifa Social .....	127
<b>5</b>	<b>TRANSFERÊNCIAS ENTRE AGENTES DO SEN .....</b>	<b>135</b>
5.1	Valores mensais a transferir pela REN .....	135
5.1.1	Transferências para a Região Autónoma dos Açores .....	135
5.1.2	Transferências para a Região Autónoma da Madeira .....	136
5.1.3	Transferências para a E-Redes .....	137
5.2	Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade .....	140
<b>6</b>	<b>ANÁLISE DO IMPACTO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS .....</b>	<b>141</b>
6.1	Tarifas por Atividade .....	142
6.1.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022 .....	142
6.2	Tarifa de Acesso às Redes .....	145

---

6.2.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	145
6.2.2	Estrutura do preço médio em 2022.....	149
6.3	Preço médio de referência de venda a clientes finais .....	155
6.3.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	155
6.3.2	Estrutura do preço médio em 2022.....	158
6.4	Tarifas transitórias de venda a clientes finais .....	162
6.4.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	162
6.4.2	Estrutura do preço médio em 2022.....	164
6.5	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	169
6.5.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	169
6.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	170
6.6.1	Evolução do preço médio entre 2021 e 2022.....	170
6.7	Convergência para a tarifa aditiva .....	171
6.8	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	178

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	7
Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos.....	9
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos.....	10
Figura 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos .....	12
Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000 .....	16
Figura 2-1 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent.....	24
Figura 2-2 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais.....	25
Figura 2-3 - Evolução do preço do GNL nos mercados internacionais.....	26
Figura 2-4 - Evolução do volume e preço do gás natural no MIBGAS.....	27
Figura 2-5 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados spot (índice base 100).....	27
Figura 2-6 - Evolução preço energia elétrica .....	28
Figura 2-7 - Evolução da cotação de futuros de energia elétrica.....	29
Figura 2-8 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida após revisão do ano 2022.....	34
Figura 2-9 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE com remuneração garantida após revisão do ano 2022.....	34
Figura 2-10 - Atualização da previsão de produção da central Turbogás para 2022 .....	36
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA .....	120
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM .....	124
Figura 6-1 - Decomposição da variação de preço médio .....	142
Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes ...	144
Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização .....	145
Figura 6-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	145
Figura 6-5 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	146
Figura 6-6 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema.....	147
Figura 6-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT.....	147
Figura 6-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT .....	148
Figura 6-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT .....	148
Figura 6-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE .....	149
Figura 6-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTN.....	149
Figura 6-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade .....	150

Figura 6-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade .....	151
Figura 6-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	153
Figura 6-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes .....	154
Figura 6-16 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais .....	156
Figura 6-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT .....	156
Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT .....	157
Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT .....	157
Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE .....	158
Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN .....	158
Figura 6-22 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade .....	159
Figura 6-23 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade .....	160
Figura 6-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais .....	161
Figura 6-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais.....	162
Figura 6-26 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE.....	163
Figura 6-27 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN .....	164
Figura 6-28 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.....	165
Figura 6-29 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais.....	166
Figura 6-30 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas.....	167
Figura 6-31 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas .....	168
Figura 6-32 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA .....	169
Figura 6-33 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM .....	170
Figura 6-34 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais.....	171
Figura 6-35 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2021 e 2022 .....	175
Figura 6-36 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2021 e 2022 .....	176
Figura 6-37 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva .....	177
Figura 6-38 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autônomas, por comparação com a tarifa Aditiva .....	178

Figura 6-39 - Preço médio dos CIEG nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022, por componente .....	179
Figura 6-40 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes .....	180

## ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental .....	6
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores .....	8
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira .....	9
Quadro 0-4 - Impacte da convergência tarifária nas variações tarifárias globais nas tarifas de Venda a Clientes Finais dos Açores e da Madeira .....	11
Quadro 0-5 - Variação tarifária das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental .....	11
Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2022 .....	13
Quadro 0-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	14
Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022 (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	15
Quadro 0-9 - Proveitos por atividade em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	17
Quadro 0-10 - Proveitos por atividade e custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	18
Quadro 2-1 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	30
Quadro 2-2 - Atualização das previsões de produção da PRE Eólica, Hídrica e Cogeração para 2022 ...	32
Quadro 2-3 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	33
Quadro 3-1 - Proveitos por atividade no Continente (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	40
Quadro 3-2 - Proveitos por atividade nas Regiões Autónomas (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	41
Quadro 3-3 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2021 e revisão para publicação em junho de 2022) .....	42
Quadro 3-4 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE (valores publicados em dezembro de 2021 e revisão para publicação em junho de 2022) .....	44

Quadro 3-5 - Comparação dos pressupostos alterados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022 .....	45
Quadro 3-6 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	46
Quadro 3-7 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema (valores publicados em dezembro de 2021 e revisão para publicação em junho de 2022) .....	48
Quadro 3-8 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração garantida (valores publicados em dezembro de 2021 e revisão para publicação em junho de 2022) .....	51
Quadro 3-9 - Previsão dos custos com os descontos da tarifa social em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	52
Quadro 3-10 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	54
Quadro 3-11 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022).....	55
Quadro 3-12 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022).....	56
Quadro 3-13 - Custo com a convergência tarifária na RAA (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	58
Quadro 3-14 - Custo com a convergência tarifária na RAM (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022) .....	59
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico .....	62
Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas do Setor da Mobilidade Elétrica .....	68
Quadro 4-3 - Preços da parcela I 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.....	70
Quadro 4-4 - Preços da parcela II 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.....	70
Quadro 4-5 - 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.....	71
Quadro 4-6 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar às entregas dos operadores da rede de distribuição aos clientes .....	72
Quadro 4-7 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	73
Quadro 4-8 - Imputação dos 508 milhões de euros a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, desde 1 de janeiro de 2022 .....	74
Quadro 4-9 - Imputação dos 150 milhões de euros a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, a partir de 1 de julho de 2022 .....	74

Quadro 4-10 - Imputação do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autônomas e do diferencial de custo com os CAE.....	75
Quadro 4-11 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário .....	75
Quadro 4-12 - Parâmetros $\alpha$ .....	76
Quadro 4-13 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento.....	76
Quadro 4-14 - Preços dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema.....	77
Quadro 4-15 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias .....	78
Quadro 4-16 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	78
Quadro 4-17 - Desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema .....	79
Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Energia.....	81
Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	81
Quadro 4-20 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	83
Quadro 4-21 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral.....	86
Quadro 4-22 - Estrutura das entregas a clientes ligados aos ORD BT.....	88
Quadro 4-23 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	88
Quadro 4-24 - 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.....	89
Quadro 4-25 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50% .....	92
Quadro 4-26 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100% .....	93
Quadro 4-27 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	96
Quadro 4-28 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 50% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	97
Quadro 4-29 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP aplicáveis aos projetos que beneficiem de 100% isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.....	98
Quadro 4-30 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações autónomas de armazenamento .....	100
Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento.....	100

Quadro 4-32 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes 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 .....	105
Quadro 4-33 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes 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.....	106
Quadro 4-34 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, tri-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade .....	106
Quadro 4-35 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, bi-horárias, nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE, repartidos pelas várias tarifas por atividade .....	107
Quadro 4-36 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA .....	108
Quadro 4-37 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM .....	108
Quadro 4-38 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais .....	110
Quadro 4-39 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo .....	115
Quadro 4-40 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em MAT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	116
Quadro 4-41 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em AT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	117
Quadro 4-42 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em MT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	118
Quadro 4-43 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	119
Quadro 4-44 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	121
Quadro 4-45 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	125
Quadro 4-46 - Clientes beneficiários da tarifa social e valor global do desconto .....	129
Quadro 4-47 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes .....	130
Quadro 4-48 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes .....	130
Quadro 4-49 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental .....	131
Quadro 4-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	132
Quadro 4-51 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira ....	133
Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA relativas à convergência tarifária no 2.º semestre de 2022 .....	135
Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social no 2.º semestre de 2022 .....	136
Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM relativas à convergência tarifária no 2.º semestre de 2022 .....	136

---

Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social no 2.º semestre de 2022 ....	137
Quadro 5-5 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social no 2.º semestre de 2022 .....	138
Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social no 2.º semestre de 2022 .....	139
Quadro 5-7 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade no 2.º semestre de 2022 .....	140
Quadro 6-1 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência .....	173

---

## 0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica de julho a dezembro de 2022» fundamenta a fixação excecional de tarifas de energia elétrica a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, ao abrigo do artigo 217.º do Regulamento Tarifário (RT). As tarifas e preços, constantes do presente documento, devem ser analisadas no quadro regulatório definido para o período de regulação 2022-2025.

### MOTIVAÇÃO PARA A FIXAÇÃO EXCECIONAL

A fixação excecional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que incorporam estas duas tarifas resulta do enorme aumento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas, não totalmente previsto nos proveitos a recuperar pelas tarifas em vigor.

A revisão excecional das tarifas em 2022 é fundamental para assegurar uma maior estabilidade tarifária face ao atual contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preços anormalmente elevado nos mercados grossistas de eletricidade. A revisão permite mitigar os acréscimos na fatura dos consumidores, através de uma redução adicional das tarifas de Acesso às Redes, em resultado de um diferencial de custo com a produção em regime especial com remuneração garantida e de um diferencial de custo com os Contratos de Aquisição de Energia, com benefícios superiores ao inicialmente previsto, assim como de receitas adicionais dos leilões de emissão de gases com efeito de estufa.

Esta revisão assenta na antecipação da reversão nas tarifas de mecanismos que permitem anular parcialmente os impactos de choques externos na fatura dos consumidores, em especial decorrentes de variações dos preços de energia elétrica no mercado grossista. Estes mecanismos são inerentes aos diferenciais de custos com aquisição de energia aos produtores em regime especial (PRE) com remuneração garantida<sup>1</sup> e às centrais com contratos de aquisição de energia (CAE<sup>2</sup>) não cessados, que são repercutidos nas tarifas de Acesso às Redes, mais precisamente na tarifa de Uso Global do Sistema. Nos termos da legislação em vigor, estes diferenciais de custos são calculados pela diferença entre, por um lado, os custos de aquisição aos PRE e aos produtores com CAE e, por outro, as receitas de venda de energia

---

<sup>1</sup> O que corresponde à garantia de compra da energia produzida por estes produtores a preços pré-definidos, que é legalmente estabelecida.

<sup>2</sup> O diferencial com CAE diz respeito aos custos deduzidos de receitas relativos a dois contratos celebrados entre a REN e produtores de energia elétrica, que não foram cessados após a liberalização do setor elétrico verificada em 2007. Estes custos são refletidos nas tarifas através dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia do agente comercial. Atualmente apenas se mantém em vigor o CAE da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás.

---

elétrica produzida por esses produtores no mercado grossista. Deste modo, um incremento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas terá um efeito em sentido oposto nas tarifas de Acesso às Redes, tornando estes mecanismos semelhantes a contratos por diferença.

Tendo em conta que quase 50% da energia elétrica consumida em Portugal tem origem em PRE com remuneração garantida e em centrais com CAE, a capacidade destes mecanismos limitarem os impactes de uma variação dos preços de energia na fatura dos consumidores é relevante, nomeadamente nos consumidores de Baixa Tensão em que a componente de Acesso às Redes tem um maior peso na fatura total.

No entanto, estes mecanismos podem estar desfasados temporalmente devido à periodicidade anual de fixação das tarifas de Acesso às Redes. Na ausência de uma revisão excecional dos proveitos a recuperar pelas tarifas de acesso em 2022, o enorme aumento dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas não totalmente previstos nas tarifas definidas para 2022 provocaria ajustamentos muito significativos nos proveitos permitidos das atividades de compra e venda de energia da PRE e de compra e venda de energia do agente comercial<sup>3</sup>, com consequentes afundamentos das tarifas de acesso em 2023, sem, contudo, beneficiar os consumidores quando necessário.

#### ESPECIFICIDADES DA FIXAÇÃO EXCECIONAL

O aumento do preço de energia elétrica nos mercados grossistas tem *per se* enormes impactes nos diferenciais de custo da PRE e dos CAE, sendo este o principal fator determinante da corrente revisão excecional de proveitos e de tarifas. Paralelamente, foram igualmente tidos em conta dados mais recentes da energia produzida pela PRE com remuneração garantida e pelo produtor com CAE. Estas foram as únicas variáveis que foram revistas no presente exercício tarifário. Não foram revistas outras variáveis porque os dados atualmente à disposição não apontam para que as suas evoluções sejam tão significativas face ao inicialmente previsto para 2022. Esta opção procurou assegurar a eficácia deste processo.

Finalmente, visando assegurar a contenção de preços nas tarifas de eletricidade, o governo, através da afetação de verbas do Fundo Ambiental provenientes de receitas dos leilões de licenças de emissão,

---

<sup>3</sup> Atividades associadas ao diferencial de custo com aquisição de energia aos PRE com remuneração garantida e ao diferencial de custo com aquisição às centrais com CAE, respetivamente.

---

atribuiu um adicional de 150 milhões de euros ao setor elétrico nacional, os quais foram considerados nesta revisão tarifária excecional.

Estes fatores têm um impacto limitado à atividade de compra e venda de energia desenvolvida pelo Agente Comercial (REN Trading) e à atividade do Comercializador de Último Recurso (SU Eletricidade) para a compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial e para fornecimento a clientes.

Com exceção das atividades *pass-through*<sup>4</sup>, cujos proveitos são impactados pelas atividades mencionadas, nas restantes atividades reguladas os proveitos permitidos e as tarifas que os recuperam mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021.

Esta revisão excecional é efetuada num cenário de grande incerteza. Em concreto, permanecem em cenário contingente os efeitos de alguns fatores de ordem conjuntural, sobre os quais não pode, à data, estabelecer-se uma linha temporal para a sua permanência nem uma valorização da magnitude dos seus efeitos globais. Estão neste contexto, designadamente: (i) os efeitos provocados pela invasão da Ucrânia pela Federação Russa – com potenciais impactos não apenas na área específica da energia, mas igualmente de forma transversal na economia global; (ii) a evolução económica das principais economias da União Europeia em resultado da estabilização da situação pandémica; ou (iii) os reais e totais efeitos de medidas específicas adotadas para a contenção dos preços da eletricidade, como a adoção do mecanismo excecional de ajuste dos custos de produção no MIBEL, aprovado pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio.

A respeito da aplicação do mecanismo excecional aprovado pelo Decreto-Lei n.º 33/2022, de 14 de maio, importa considerar que, se o mesmo promove uma estabilização e antecipação dos custos de produção de energia elétrica a partir do gás natural, tal não impede que se mantenham como incertos os aspetos de evolução do *mix* de produção de eletricidade, que pode afetar de forma significativa a formação do preço grossista da eletricidade, tanto em mercado à vista, como em mercados a prazo.

Assim, face à perenidade e intensidade das circunstâncias que têm justificado os elevados preços de energia elétrica nos mercados grossistas, esta revisão excecional dos proveitos apenas teve em consideração, no que aos preços de energia diz respeito, os dados reais verificados até à submissão da proposta de revisão excecional das tarifas ao Conselho Tarifário. Decorrente deste pressuposto, o preço

---

<sup>4</sup> Atividades que recuperam proveitos permitidos de outras atividades, nomeadamente daquelas que se encontram a montante na cadeia de valor do SEN.

---

anual de base no mercado grossista de eletricidade subjacente ao cálculo tarifário de 2022, que afeta os diferenciais de custos com aquisição de energia aos PRE com remuneração garantida e aos produtores com CAE, bem como os custos de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes do CUR<sup>5</sup>, foi revisto em alta em cerca de 40€/MWh.

#### PROCEDIMENTOS PARA A FIXAÇÃO EXCECIONAL E APLICAÇÃO A PARTIR DE 1 DE JULHO

A fixação excecional das tarifas do setor elétrico está prevista no artigo 217.º do Regulamento Tarifário (RT), que prevê a possibilidade da ERSE iniciar, em qualquer momento e por sua iniciativa, um processo de alteração das tarifas. Sem ser condição determinante, refere o mesmo artigo que uma possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas, fora do período normal previsto no artigo 215.º, é a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

A escalada dos preços nos mercados grossistas de eletricidade tem um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas e provocará desvios significativos relativamente aos valores anteriormente publicados, na sequência das decisões tarifárias de 15 de dezembro de 2021<sup>6</sup>, que aprovou os preços das tarifas a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2022, e de 15 de março de 2022<sup>7</sup>, que atualizou os preços da tarifa de energia a vigorarem a partir de 1 de abril de 2022.

De acordo com os procedimentos do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 29 de abril de 2022, à apreciação do Conselho Tarifário para emissão de parecer no prazo de 30 dias, e à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, o documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022 – Fixação excecional”. Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, emitido em 20 de maio de 2022, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

---

<sup>5</sup> No entanto, o efeito neste caso não é direto, visto ser influenciado por outros fatores, dos quais se destacam os preços e as quantidades transacionadas nos leilões de aprovisionamento do CUR.

<sup>6</sup> Disponível em «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025](#)» e aprovadas através da [Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro](#).

<sup>7</sup> Disponível em «[Documento justificativo da atualização da Tarifa de Energia do Setor Elétrico](#)» e aprovadas através da [Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril](#).

As tarifas a aprovar no presente processo de fixação excecional são as seguintes: (i) tarifas por atividade regulada (Uso Global do Sistema e Energia); (ii) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis pelos operadores de redes e pagas por todos os comercializadores de energia elétrica; (iii) tarifa de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em Baixa Tensão (BT); (iv) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo; (v) tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às instalações autónomas de armazenamento; (vi) tarifas da Mobilidade Elétrica; (vii) tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicáveis em Portugal continental; (viii) tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso, no âmbito do fornecimento supletivo do CUR; (ix) tarifa de Venda a aplicar pelo Comercializador de Último Recurso aos CUR a atuar exclusivamente em BT; (x) tarifas de Venda a Clientes Finais aplicáveis nas regiões autónomas pelos comercializadores de último recurso; (xi) 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, (xii) tarifas Sociais de Venda a Clientes Finais aplicáveis pelos comercializadores de último recurso aos fornecimentos a clientes vulneráveis.

## 0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA

### TARIFAS REGULADAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2022 as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais aplicam-se aos fornecimentos em BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT e MT.

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.

Para efeitos de aplicação nas situações de fornecimento supletivo asseguradas pelo comercializador de último recurso, bem como para efeitos de fornecimento aos comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, são ainda publicadas as respetivas tarifas em MAT, AT e MT, nos termos do n.º 6 do artigo 26.º do Regulamento Tarifário.

Durante o ano de 2021 ocorreram duas atualizações da tarifa de Energia do setor elétrico, aplicável pelo Comercializador de Último Recurso (CUR), com efeito nas tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado

regulado em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, incluindo as respetivas tarifas sociais. A primeira atualização, através da Diretiva n.º 11/2021, de 21 de junho, procedeu à aprovação das tarifas que entraram em vigor no dia 1 de julho de 2021. A segunda atualização, através da Diretiva n.º 15/2021, de 28 de setembro, procedeu à aprovação das tarifas que entraram em vigor no dia 1 de outubro de 2021.

Em janeiro de 2022 entraram em vigor as tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e parâmetros para o período de regulação 2022-2025, através da Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro. Recentemente, com a publicação da Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril, foi efetuada a atualização da tarifa de Energia do setor elétrico, aplicável pelo CUR, com efeito nas tarifas de Venda a Clientes Finais do mercado regulado em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, incluindo as respetivas tarifas sociais.

Com esta revisão excecional das tarifas do setor elétrico, com efeitos a partir de 1 de julho de 2022, para além de uma segunda atualização da tarifa de Energia, propõe-se também uma fixação excecional das tarifas de Acesso às Redes.

Nos quadros seguintes é apresentada a evolução de preços, incorporando as várias atualizações tarifárias que ocorreram em 2021 e 2022.

- A evolução entre os anos de 2021 e 2022 tem em consideração a totalidade das atualizações em cada um dos anos.
- A evolução entre junho de 2022 e julho de 2022, considera em junho de 2022 as tarifas atualmente em vigor (com a atualização da tarifa de Energia de abril de 2022) e em julho de 2022 as tarifas em vigor a partir de 1 de julho de 2022 (com a segunda atualização da tarifa de Energia e a fixação excecional das tarifas de Acesso às Redes).

Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.

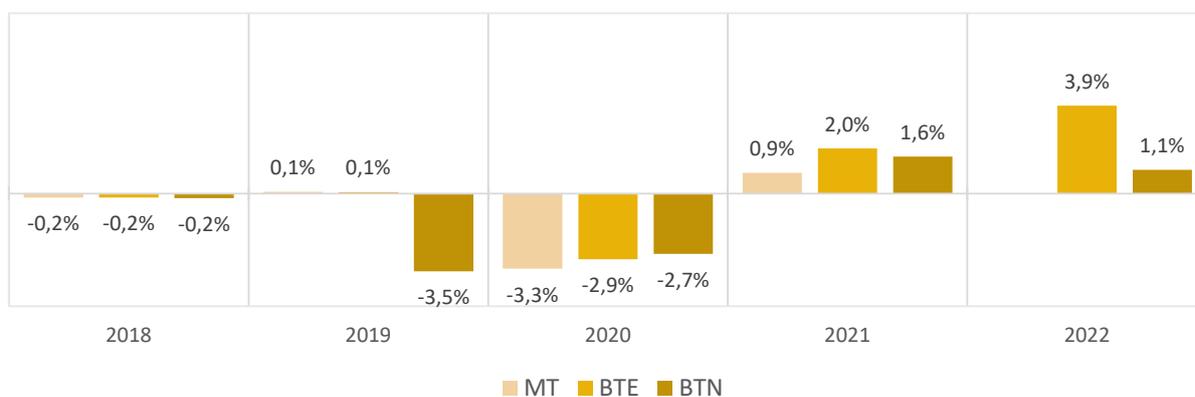
**Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental**

	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jul 2022/Jun 2022
<b>BTE</b>	3,9%	2,3%
<b>BTN</b>	1,1%	-2,6%

A variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, considerando os preços em vigor em junho de 2022 corresponde a 2,3% e -2,6%, para BTE e BTN, respetivamente. Em termos médios, entre o ano de 2022 e o ano de 2021, verifica-se uma variação de 3,9% para os clientes em BTE e de 1,1% para os clientes em BTN.

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental no período de 2018 a 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Nos anos de 2021 e 2022 consideram-se os valores médios anuais das tarifas.

**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 2022, apresentam um desconto de 33,8%, estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia (Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro).

As tarifas sociais são aplicáveis aos beneficiários do complemento solidário para idosos, aos beneficiários do rendimento social de inserção, aos beneficiários de prestações de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, 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>8</sup>, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

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

As tarifas de Venda a Clientes Finais nas Regiões Autónomas são aplicadas pelo comercializador de último recurso. No Quadro 0-2 apresenta-se a variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.

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

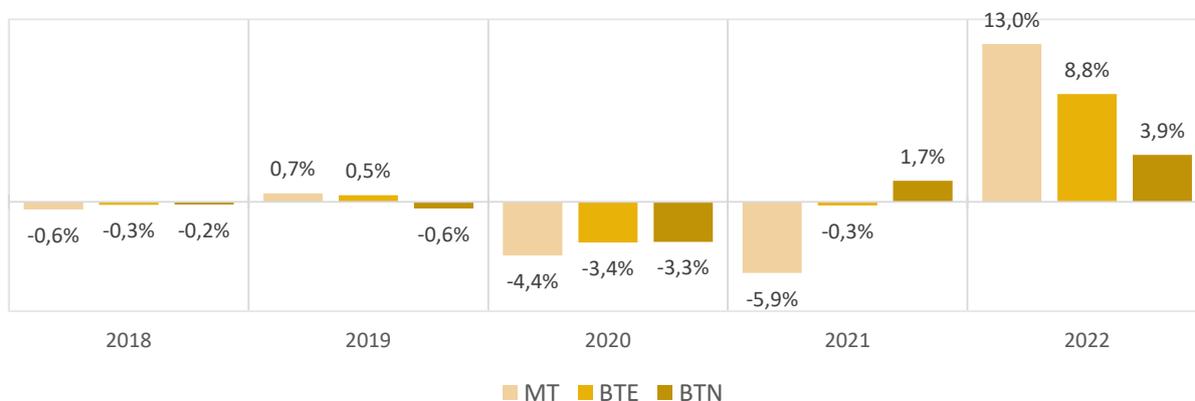
	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jul 2022/Jun 2022
<b>MT</b>	13,0%	7,6%
<b>BTE</b>	8,8%	7,6%
<b>BTN</b>	3,9%	-0,5%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores, considerando os preços em vigor em junho de 2022, corresponde a 7,6% para os clientes em MT e BTE, e a uma descida de -0,5% para os clientes em BTN. Em termos médios, entre o ano de 2022 e o ano de 2021, verifica-se uma variação de 13,0%, 8,8% e 3,9% para os clientes em MT, BTE e BTN, respetivamente.

A Figura 0-2 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores no período de 2018 a 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Nos anos de 2021 e 2022 consideram-se os valores médios anuais das tarifas.

<sup>8</sup> Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 5 808 euros, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

**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.

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

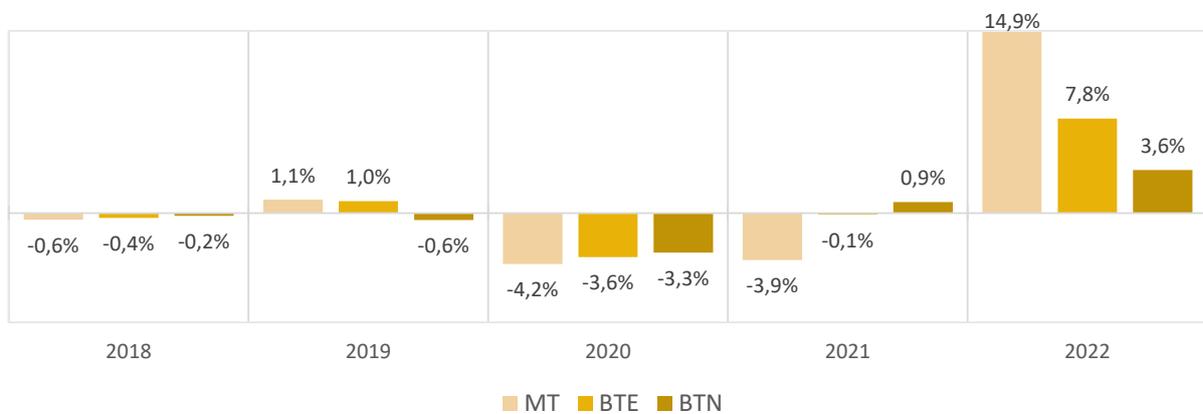
	Variação anual 2022 / 2021	Variação Jul 2022/Jun 2022
<b>MT</b>	14,9%	7,0%
<b>BTE</b>	7,8%	7,0%
<b>BTN</b>	3,6%	-0,5%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira, considerando os preços em vigor em junho de 2022, corresponde a 7,0% para os clientes em MT e BTE, e a uma descida de -0,5%

para os clientes em BTN. Em termos médios, entre o ano de 2022 e o ano de 2021, verifica-se uma variação de 14,9%, 7,8% e 3,6% para os clientes em MT, BTE e BTN, respetivamente.

A Figura 0-3 ilustra as variações anuais das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira no período de 2018 a 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Nos anos de 2021 e 2022 consideram-se os valores médios anuais das tarifas.

**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 2022, que apresentam um desconto de 33,8%, estabelecido por despacho do membro do Governo responsável pela área da energia (Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro). 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 2022 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	71,6%	6,7%
Região Autónoma da Madeira	59,2%	6,4%

**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, entre 2022 e 2021, é apresentada no Quadro 0-5, integrando em 2022 o valor das tarifas resultantes da fixação excecional com efeitos a partir de 1 de julho de 2022.

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

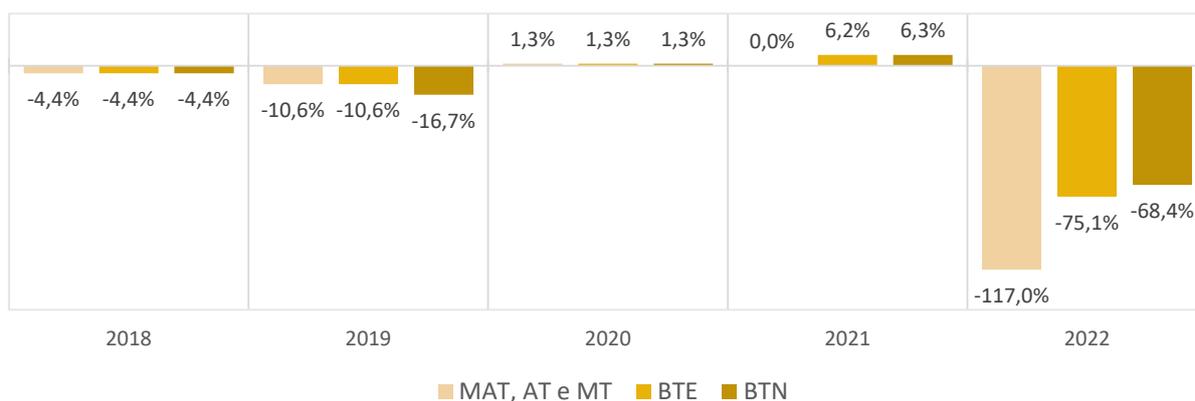
	MAT	AT	MT	BTE	BTN
<b>Tarifas de Acesso às Redes</b>	-134,4%	-126,5%	-113,0%	-75,1%	-68,4%

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 (CIEG). A diminuição das tarifas de Acesso às Redes, para todos os níveis de tensão, resulta dos CIEG se traduzirem em 2022 num benefício para o sistema. As medidas mitigadoras do Governo com efeito a partir de 1 de julho de

2022, permitem uma redução adicional da tarifa de Uso Global do Sistema e das tarifas de Acesso às Redes, face à anunciada em dezembro de 2021.

A Figura 0-4 ilustra as variações anuais das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2018 a 2022, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. No ano 2022 consideram-se os valores médios anuais das tarifas.

**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, entre 2022 e 2021. Conforme referido anteriormente, a revisão excecional das tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, afeta apenas a tarifa de Energia e a tarifa de Uso Global do Sistema, não alterando as tarifas das restantes atividades reguladas.

**Quadro 0-6 - Variação das tarifas por atividade em Portugal continental em 2022**

	<b>Variação 2022/2021</b>
<b>Tarifa de Energia</b>	<b>127,3%</b>
<b>Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador</b>	<b>12,5%</b>
<b>Tarifa de Uso Global do Sistema</b>	<b>-139,2%</b>
<b>Tarifas de Uso de Redes</b>	<b>5,7%</b>
Uso da Rede de Transporte	17,1%
Uso da Rede de Distribuição em AT	18,0%
Uso da Rede de Distribuição em MT	20,7%
Uso da Rede de Distribuição em BT	-5,9%
<b>Tarifas de Comercialização</b>	<b>8,6%</b>

De destacar o aumento acentuado da tarifa de Energia, resultado do aumento dos custos de aprovisionamento de eletricidade nos diferentes mercados de energia, que se tem registado nos últimos meses. Importa também destacar uma diminuição muito notória da tarifa de Uso Global do Sistema, em resultado dos CIEG se traduzirem num benefício para o sistema, como referido anteriormente.

## 0.2 EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Apesar dos proveitos permitidos terem sido recalculados numa base anual, como as novas tarifas serão aplicadas durante seis meses a partir de 1 de julho de 2022, estas recuperarão metade da diferença entre os novos proveitos permitidos e os proveitos inicialmente publicados a 15 de dezembro de 2021, com exceção da medida de contenção tarifária de 150 milhões de euros. Por força do disposto no despacho do membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática, a transferência de 150 milhões de euros a favor do setor elétrico provenientes do Fundo Ambiental terá uma incidência integral nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho, o que implica a sua alocação especificamente aos fluxos financeiros do SEN do segundo semestre de 2022.

O quadro seguinte sintetiza os proveitos anuais para 2022, recalculados na presente revisão tarifária excecional, que são recuperados pelas diferentes tarifas, bem como a sua comparação com os proveitos subjacentes às tarifas que vigoraram a partir de 1 de janeiro de 2022.

**Quadro 0-7 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas em Portugal continental**  
**(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)**

Unidade: Milhares de euros

	<b>T2022 (Dez 2021)</b>	<b>T2022 (Jun 2022)</b>	<b>Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)</b>
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
<b>Gestão Global do Sistema</b>			
Proveitos permitidos do ORT	157 769	-54 504	-212 273
Custos gestão do sistema	57 371	57 371	0
Custos de interesse geral	97 240	-115 033	-212 273
Custos com garantia de potência	3 158	3 158	0
Custos a recuperar pelo ORD	-455 969	-1 231 929	-775 960
Sustentabilidade de mercados e coexistência	75 601	75 601	0
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-931	-931	0
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-270	-135	135
<b>Proveitos a recuperar com a UGS</b>	<b>-223 799</b>	<b>-1 211 897</b>	<b>-988 098</b>
<b>Operador Logístico de Mudança de Comercializador</b>			
OLMC	1 309	1 309	0
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	52	52	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC</b>	<b>1 309</b>	<b>1 309</b>	<b>0</b>
<b>Transporte de energia elétrica</b>			
Proveitos permitidos do ORT	293 958	293 958	0
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	6 625	6 625	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URT</b>	<b>300 583</b>	<b>300 583</b>	<b>0</b>
<b>Distribuição de energia elétrica</b>			
Total dos proveitos em AT/MT	405 214	405 214	0
Total dos proveitos em BT	636 419	636 419	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URD</b>	<b>1 041 633</b>	<b>1 041 633</b>	<b>0</b>
<b>Comercialização regulada</b>			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	111	111	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	105	105	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	20 929	20 929	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização</b>	<b>21 146</b>	<b>21 146</b>	<b>0</b>
Aquisição em mercado (incluindo serviços de sistema e desvios)	-2 100 238	-2 049 188	51 050
Aquisição aos PRE (exclui sobrecusto)	2 336 543	2 355 204	18 661
Custos de funcionamento	3 461	3 461	0
<b>Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia</b>	<b>239 766</b>	<b>309 478</b>	<b>69 712</b>
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas</b>	<b>1 380 638</b>	<b>462 252</b>	<b>-918 386</b>
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	270	135	-135
Tarifa Social	-115 136	-115 540	-404
<b>Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente</b>	<b>1 265 772</b>	<b>346 846</b>	<b>-918 925</b>

Tal como referido, a presente revisão tarifária excecional decorre principalmente da revisão dos diferenciais de custos com a PRE e com os CAE, que correspondem a Custos de Política Energética Ambiental ou de Interesse Geral (CIEG). O Quadro 0-8 compara os valores das parcelas de custos que compõem os CIEG, adicionados dos custos de estabilidade e de sustentabilidade de mercados, que foram considerados nesta revisão tarifária para o ano de 2022, com os valores implícitos nas tarifas que vigoraram desde 1 de janeiro de 2022.

**Quadro 0-8 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2022**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

Unidade: Milhares de euros

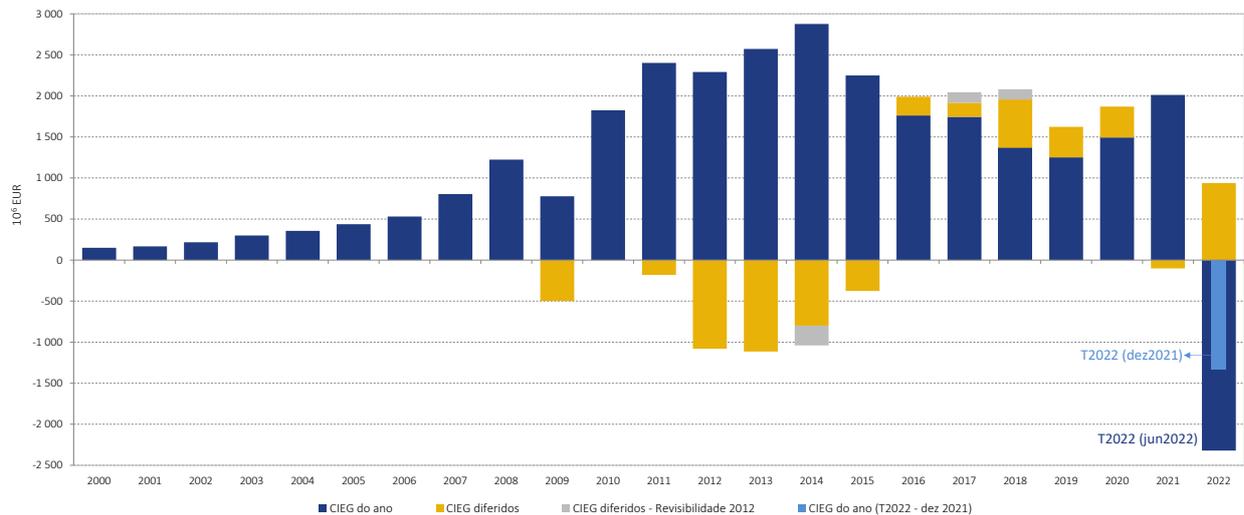
	<b>T2022 (Dez 2021)</b>	<b>T2022 (Jun 2022)</b>	<b>Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral</b>	<b>-1 333 145</b>	<b>-2 321 782</b>	<b>-988 637</b>
Diferencial de custo da PRE	-1 636 949	-2 412 909	-775 960
Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	65 799	65 799	0
Diferencial de custo dos CAE	-77 659	-275 329	-197 670
Rendas de concessão da distribuição em BT	262 559	262 559	0
Sobrecusto da RAA e da RAM	150 782	136 179	-14 603
Terrenos das centrais	12 273	12 273	0
Custos com garantia de potência e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	3 158	3 158	0
Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	0
ERSE	1 207	1 207	0
Custos com a concessionária da Zona Piloto	398	398	0
Autoridade da Concorrência	423	423	0
Tarifa Social	-115 136	-115 540	-404
<b>Alisamento dos custos da PRE</b>	<b>937 700</b>	<b>937 700</b>	<b>0</b>
<b>Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral recuperados nas tarifas do ano</b>	<b>-395 445</b>	<b>-1 384 082</b>	<b>-988 637</b>
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	133 569	133 569	0
Custos ou proveitos de anos anteriores com a aquisição de energia elétrica	34 574	34 574	0
Custos ou proveitos de anos anteriores relacionados com CIEG	98 994	98 994	0
Medidas de sustentabilidade de mercados	75 601	75 601	0
Diferencial extinção TVCF	-931	-931	0
Sobreproveito	-270	-135	135
<b>Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados</b>	<b>207 969</b>	<b>208 104</b>	<b>135</b>
<b>Total CIEG e Sustentabilidade</b>	<b>-187 476</b>	<b>-1 175 978</b>	<b>-988 502</b>

Notas: 1) A rubrica de diferencial 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 os custos com a convergência tarifária e uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.

A figura seguinte apresenta a evolução dos CIEG desde 2000, ilustrando o carácter excecional da atual situação. O valor dos CIEG em 2022 apenas tem comparação em dimensão (embora em sentido oposto) ao verificado entre 2011 e 2015.

Figura 0-5 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



No Quadro 0-9 e no Quadro 0-10 apresentam-se os proveitos para o ano de 2022 por atividade em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, recalculados em base anual nesta revisão tarifária, bem como a sua comparação com os proveitos publicados a 15 de dezembro de 2021.

**Quadro 0-9 - Proveitos por atividade em Portugal continental**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2022, previstos em Jun de 2022 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	T2022 (Jun 2022) (6) = (3) - (4) + (5)	T2022 (Dez 2021) (7)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021) (8) = (6) - (7)
<b>REN Trading</b>	<b>-275 329</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-275 329	275 329 (GGS)	0			0	0	0
<b>ADENE</b>	<b>1 309</b>		<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 309	-1 309 (CVAT)	0			0	0	0
<b>REN</b>	<b>514 783</b>		<b>239 454</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>239 454</b>	<b>451 727</b>	<b>-212 273</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	220 825	-275 329 (CVEEAC)	-54 504			-54 504	157 769	-212 273
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	293 958		293 958			293 958	293 958	0
<b>E-Redes</b>	<b>55 836</b>	<b>-238 145</b>	<b>-182 310</b>	<b>-74 535</b>		<b>-223 314</b>	<b>552 914</b>	<b>-776 229</b>
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 041 633		1 041 633			1 041 633	1 041 633	0
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC)	-985 798	-238 145 (OLMC + GGS + TEE)	-1 223 943	-74 535		-1 149 408	-373 583	-775 825
Tarifa Social					-115 540	-115 540	-115 136	-404
<b>SU Eletricidade</b>	<b>-1 033 738</b>	<b>1 439 032</b>	<b>405 294</b>	<b>74 535</b>	<b>0</b>	<b>330 758</b>	<b>261 182</b>	<b>69 577</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-1 090 130	1 475 209	385 079	75 601		309 478	239 766	69 712
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	-1 475 209	1 475 209 (Sobrecusto da PRE na C)	0			0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	385 079		385 079	75 601		309 478	239 766	69 712
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	36 177	-36 177 (DEE + CVAT)	0			0	0	0
Comercialização (C)	20 214		20 214	-931		21 146	21 146	0
Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória				-135		135	270	-135
			<b>462 438</b>	<b>0</b>	<b>-115 540</b>	<b>346 898</b>	<b>1 265 823</b>	<b>-918 925</b>

## Quadro 0-10 - Proveitos por atividade e custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas

(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Dez 2021) (2)	T2022 (Dez 2021) (3) = (1) - (2)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Jun 2022) (4)	T2022 (Jun 2022) (5) = (1) - (4)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021) (6) = (5) - (3)
<b>EDA</b>	<b>197 463</b>	<b>79 230</b>	<b>118 232</b>	<b>72 086</b>	<b>125 376</b>	<b>7 144</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	150 481	58 594	91 887	51 450	99 031	7 144
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 866	16 954	21 912	16 954	21 912	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	8 116	3 682	4 433	3 682	4 433	0
<b>EEM</b>	<b>201 219</b>	<b>71 552</b>	<b>129 668</b>	<b>64 093</b>	<b>137 127</b>	<b>7 459</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 813	50 302	99 511	42 843	106 970	7 459
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 114	20 795	25 319	20 795	25 319	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 293	454	4 838	454	4 838	0
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>398 682</b>	<b>150 782</b>	<b>247 900</b>	<b>136 179</b>	<b>262 503</b>	<b>14 603</b>
Tarifa Social na Região Autónoma dos Açores			2 886		2 896	10
Tarifa Social na Região Autónoma da Madeira			3 289		3 300	11
Tarifa Social nas Regiões Autónomas			<b>6 175</b>		<b>6 196</b>	<b>21</b>

## 1 INTRODUÇÃO

O atual contexto de grande volatilidade dos mercados de energia e de nível de preço anormalmente elevado nos mercados grossistas de eletricidade, que se tem verificado desde o final de 2021 e que se intensificou com o início da guerra na Ucrânia, justificou a necessidade de uma revisão excecional das tarifas do setor elétrico.

A fixação excecional das tarifas do setor elétrico está prevista no artigo 217.º do Regulamento Tarifário (RT), que prevê a possibilidade de a ERSE iniciar, em qualquer momento e por sua iniciativa, um processo de alteração das tarifas. Sem ser condição determinante, refere o mesmo artigo que uma possível motivação para iniciar um processo de alteração das tarifas fora do período normal, previsto no artigo 215.º, é a existência de desvios significativos dos montantes de proveitos previstos com a aplicação de uma ou mais tarifas reguladas, designadamente se colocar em risco o equilíbrio económico-financeiro das empresas reguladas no curto prazo.

Com efeito, esta escalada dos preços grossistas de eletricidade tem um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas e provocará desvios significativos relativamente aos valores anteriormente publicados na decisão anual que aprovou os preços das tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2022<sup>9</sup>, e da decisão que atualizou a tarifa de energia a vigorar a partir de 1 de abril de 2022<sup>10</sup>.

De acordo com os procedimentos de fixação excecional de tarifas estabelecidos na secção IX do capítulo VI do Regulamento Tarifário, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 29 de abril de 2022, à apreciação do Conselho Tarifário para emissão de parecer no prazo de 30 dias, e à Autoridade da Concorrência e aos serviços competentes das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, para comentários, o documento “Proposta de tarifas e preços para a energia elétrica de julho a dezembro de 2022”.

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, emitido em 20 de maio de 2022, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

---

<sup>9</sup> Aprovada pela [Diretiva n.º 3/2022, de 7 de janeiro](#).

<sup>10</sup> Aprovada pela [Diretiva n.º 8/2022, de 11 de abril](#).

A presente decisão tarifária foi preparada de acordo com o disposto no Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, embora a sua abrangência seja limitada às atividades impactadas pela alteração dos preços de eletricidade nos mercados grossistas, nomeadamente a atividade de compra e venda de energia desenvolvida pelo Agente Comercial (REN Trading) e a atividade do Comercializador de Último Recurso (SU Eletricidade) para a compra e venda de energia elétrica da produção em regime especial (PRE) e para fornecimento a clientes.

Nas restantes atividades reguladas, os proveitos permitidos e as tarifas que os recuperam mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021.

Não obstante, em atividades que recuperam os proveitos permitidos de atividades impactadas pelo preço grossista de eletricidade, os correspondentes proveitos permitidos foram revistos em conformidade na presente revisão tarifária, nomeadamente nas atividades de:

- Gestão global do sistema, desenvolvida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (REN), que recupera os proveitos permitidos da atividade do Agente Comercial e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira;
- Compra e venda do acesso à rede de transporte, desenvolvida pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição em AT e MT (E-REDES), que recupera o diferencial de custo da compra e venda de energia elétrica da PRE com remuneração garantida e o sobreproveito associado ao agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais;
- Compra e venda do acesso às redes de transporte e distribuição, desenvolvida pelo Comercializador de Último Recurso (CUR).

No capítulo 2 encontram-se descritas e justificadas as alterações dos principais pressupostos que conduziram a esta fixação excecional de tarifas e preços a vigorar a partir de 1 de julho de 2022, nomeadamente as referentes aos custos de aquisição de energia elétrica, à evolução da produção com remuneração garantida e a medidas adicionais de contenção tarifária.

Os proveitos permitidos para 2022 resultantes dos pressupostos, subjacentes a esta fixação excecional de tarifas, são apresentados no capítulo 3, desagregados por atividade regulada.

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 a partir de 1 de julho de 2022.

No capítulo 5 apresentam-se os novos valores das transferências entre agentes do SEN a vigorarem de julho a dezembro de 2022.

Por fim, no capítulo 6 apresenta-se a análise do impacto das decisões tomadas.



## 2 PRESSUPOSTOS

Neste capítulo apresentam-se os pressupostos alterados para o cálculo dos proveitos permitidos do Continente para 2022.

Neste ponto importa sublinhar que o recálculo das tarifas para o segundo semestre de 2022 se deve à alteração das condicionantes de mercado, particularmente o aumento substancial do preço no mercado grossista de energia elétrica. Na presente revisão de tarifas, todos os pressupostos macroeconómicos que sustentaram a definição das tarifas para 2022 não foram revistos. Mantêm-se, igualmente, as opções tomadas pela ERSE relativamente aos parâmetros para o período de regulação 2022-2025 e às atividades não contempladas neste documento.

Nos documentos “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025”, “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico”, “Parâmetros de regulação para o período 2022-2025” e “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2022”, de dezembro de 2021, encontram-se explicitados todos pressupostos subjacentes à definição das tarifas para o ano de 2022, assim como as opções tomadas pela ERSE.

### 2.1 CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Desde o último trimestre de 2021, observou-se uma forte subida dos preços de eletricidade nos mercados grossistas europeus, cujas causas de base são a escalada dos preços do gás natural, que se refletem diretamente no preço de mercado. O atual desenho do mercado grossista estabelece que toda a produção é remunerada ao preço da tecnologia marginal, que, tendencialmente, tem sido definido pelas centrais de ciclo combinado a gás natural.

Para além dos preços anormalmente elevados, observa-se igualmente uma maior volatilidade decorrente de fatores não controláveis, como seja o volume de produção de origem renovável (hídrica, eólica, fotovoltaica) e as indisponibilidades de capacidade instalada de origem nuclear em França<sup>11</sup>.

---

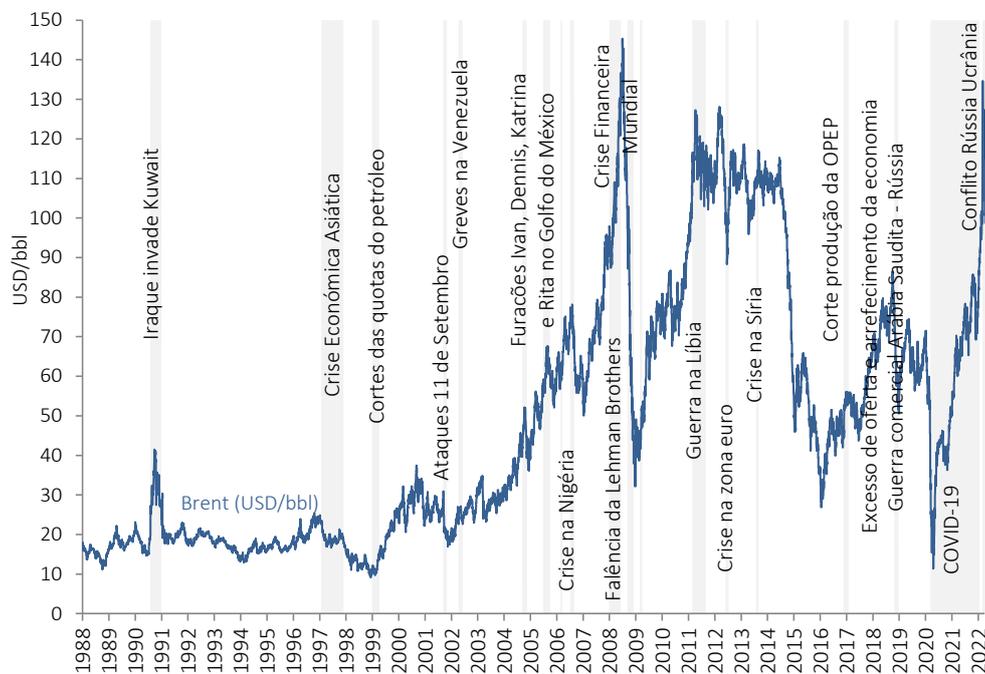
<sup>11</sup> A este respeito, observaram-se consecutivas revisões em baixo da produção das centrais nucleares francesas para o ano de 2022, devido a problemas técnicos nos reatores, que em alguns casos estão relacionados com o aproximar do fim de vida útil destas instalações.

Este contexto adverso agravou-se com o conflito na Ucrânia, que aumentou significativamente a volatilidade dos mercados de energia e a incerteza sobre o futuro do setor energético, em particular, mas também da evolução económica europeia e mundial, em geral.

Por este motivo, os preços de eletricidade ocorridos nos mercados grossistas em 2022 situam-se consideravelmente acima do valor implícito na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, que fixou as tarifas de acesso às redes atualmente em vigor.

Na Figura 2-1 pode-se observar os principais eventos de relevância na evolução do preço do petróleo (representado, no caso particular, pela cotação do Brent), que é um indicador da evolução das *commodities* em geral e, conseqüentemente, dos preços de energia elétrica. Após o início do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, a cotação do Brent registou um aumento acentuado, tendo atingido os 135 USD/bbl no início de março, próximo da cotação máxima histórica de 141 USD/bbl, atingida em 2008. Assim, em 2022, com dados até final de maio, o Brent registou uma cotação média de 105 USD/bbl, representando um aumento de 49% face à cotação média registada em 2021, de 71 USD/bbl.

Figura 2-1 - Principais eventos que marcaram a evolução do preço do petróleo Brent

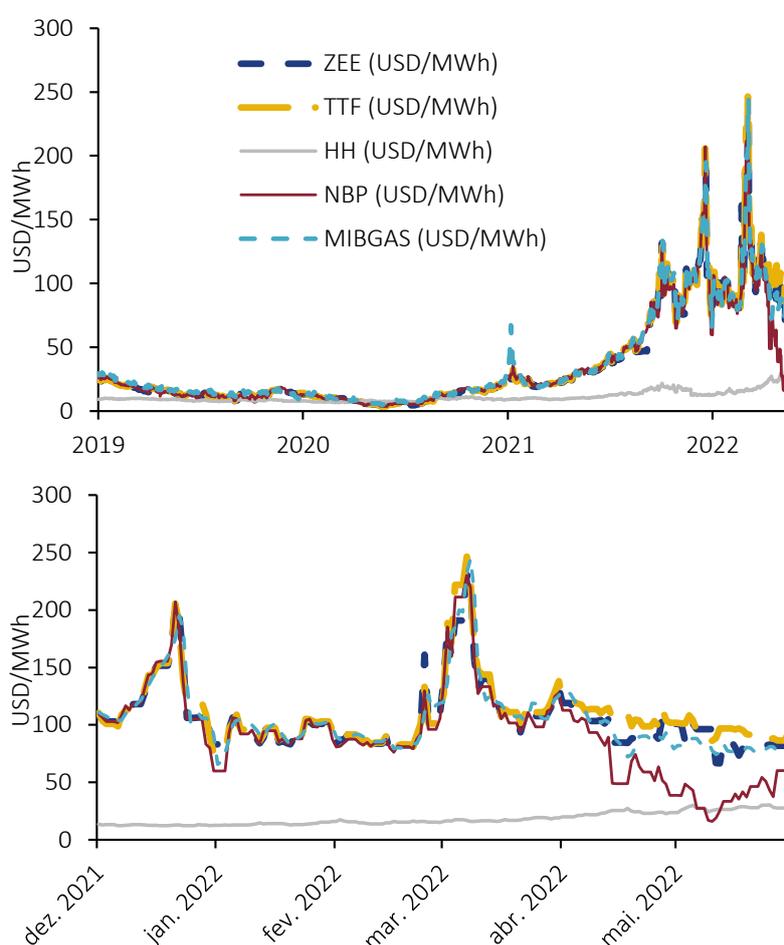


Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon, EIA

Relativamente à evolução dos preços do gás natural e do Gás Natural Liquefeito (GNL), pode-se observar na Figura 2-2 e na Figura 2-3 a evolução destas *commodities*.

No caso do gás natural, cuja evolução é apresentada na Figura 2-2, observa-se um aumento significativo nos mercados internacionais, com exceção do Henry Hub (HH), na altura do início do conflito, para valores que superaram os 185 USD/MWh, e uma redução posterior, no final de maio, para valores em torno dos 89 USD/MWh no caso do ZEE, do TTF e do MIBGAS e para um valor de 56 USD/MWh para o NBP.

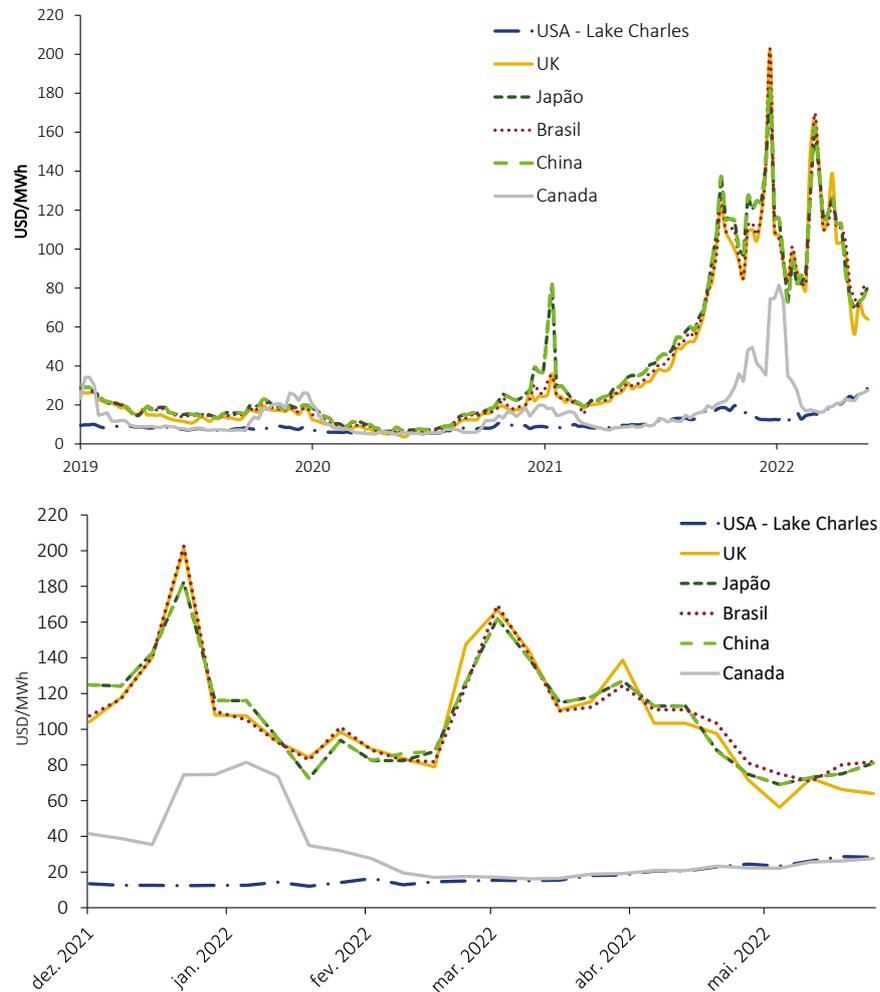
Figura 2-2 - Evolução do preço do gás natural nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

Relativamente ao GNL, cuja evolução é apresentada na Figura 2-3, observa-se igualmente um aumento significativo nos mercados internacionais, com exceção dos mercados dos EUA e do Canadá, na altura do início do conflito, para valores que superaram os 145 USD/MWh. Na evolução posterior, o GNL apresentou uma diminuição para valores em torno dos 73 USD/MWh no mês de maio de 2022.

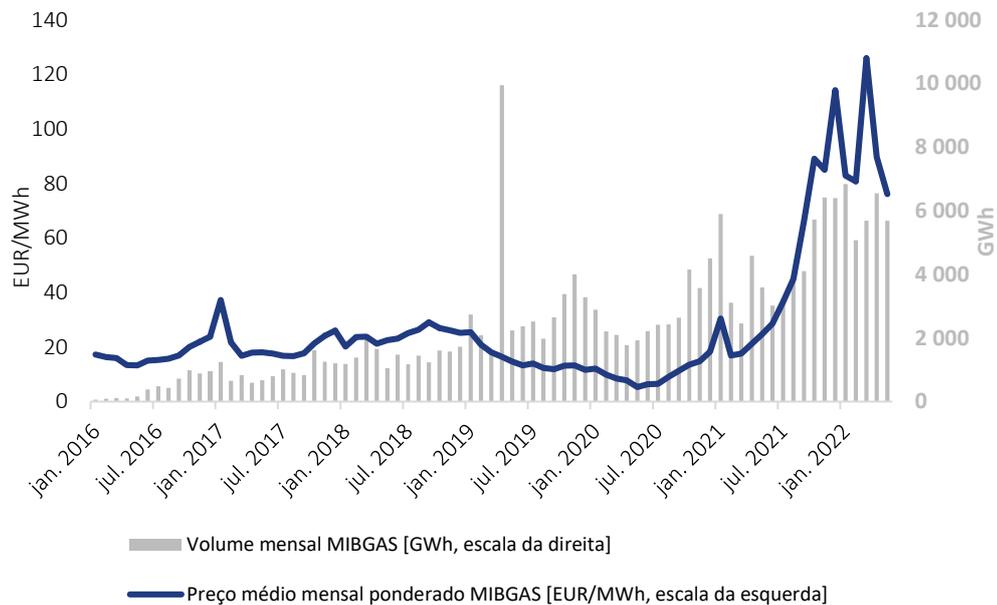
Figura 2-3 - Evolução do preço do GNL nos mercados internacionais



Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

No caso particular do MIBGAS, a evolução das cotações médias mensais são apresentados na Figura 2-4. É de salientar que o MIBGAS registou um valor médio das transações para março de 2022 de 126 EUR/MWh, um novo máximo histórico. Para maio de 2022, o valor médio registado foi de 76 EUR/MWh.

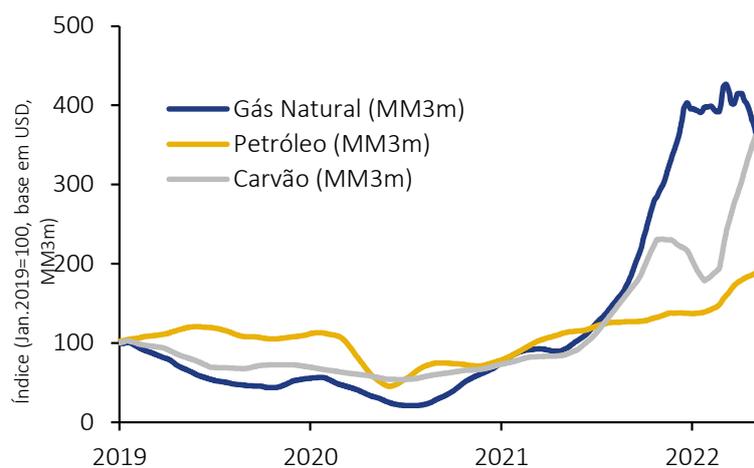
Figura 2-4 - Evolução do volume e preço do gás natural no MIBGAS



Fonte: ERSE, MIBGAS

Comparando a evolução das duas *commodities* anteriormente analisadas e adicionando a cotação do carvão, podemos observar a evolução das mesmas, numa base 100, na Figura 2-5. Pode-se observar que, numa evolução mais recente, o gás natural teve claramente um aumento mais significativo.

Figura 2-5 - Comparação dos preços do carvão (API2 CIF), do petróleo (Brent) e do gás natural (NBP) nos mercados spot (índice base 100)

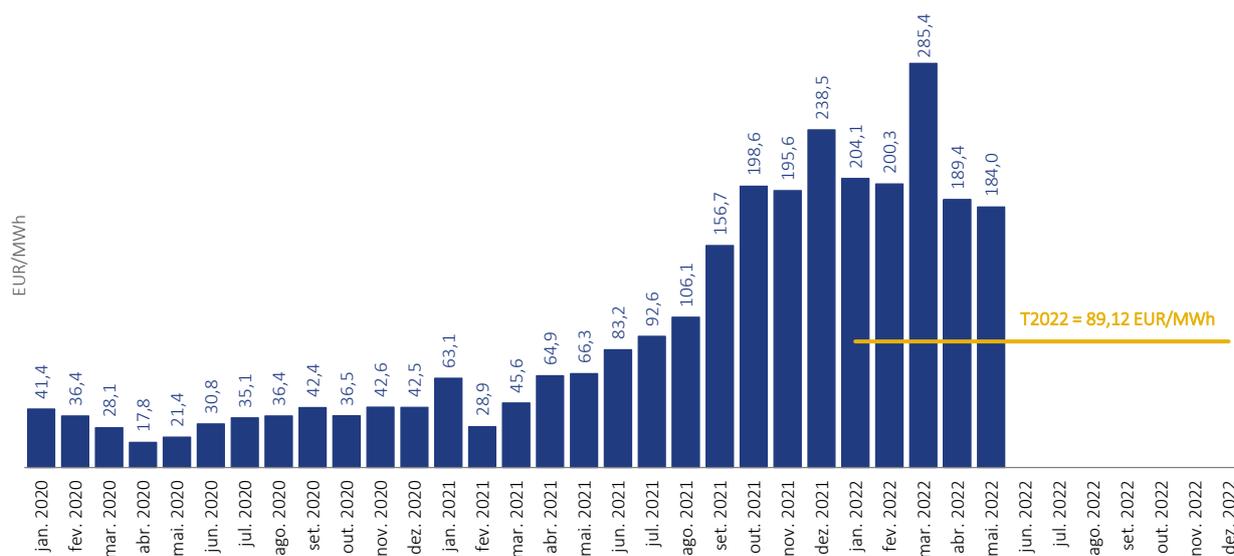


Nota: MM3m – média móvel dos últimos 3 meses.

Fonte: ERSE, Refinitiv Eikon

A evolução das *commodities* analisadas foram uma das determinantes da evolução do preço da energia elétrica em Portugal, cuja evolução é apresentada na Figura 2-6. Nesta figura pode-se observar o valor médio de março de 2022, que atingiu os 285,4 EUR/MWh, o valor máximo histórico. Em maio de 2022, o valor médio foi de 184 EUR/MWh.

Figura 2-6 - Evolução preço energia elétrica



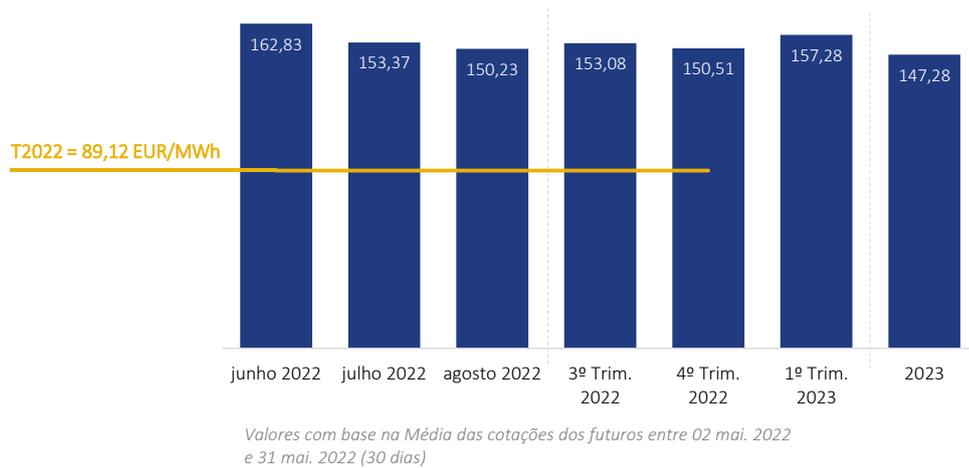
Fonte: ERSE, OMIE

Em termos de cotação de futuros de energia elétrica, a Figura 2-7 apresenta a evolução das cotações dos futuros para os próximos meses, para o segundo semestre de 2022 e para o ano de 2023. A cotação média, para o período entre 9 de maio e 7 de junho de 2022, dos contratos de futuro de energia elétrica com entrega na Península Ibérica no segundo semestre de 2022<sup>12</sup>, situou-se em cerca de 153 EUR/MWh, com uma amplitude de preços que representa cerca de 25% da média de preços. Esta situação, caracterizada por uma grande variabilidade da cotação dos contratos de futuros, traduz, mesmo que no mercado a prazo, a elevada incerteza que caracteriza o mercado de eletricidade.

<sup>12</sup> Em resultado da composição de contrato sintético constituído por contratos de futuro OMIP, de carga base, para entrega na zona espanhola do MIBEL no 3.º trimestre (FTB Q3-22) e no 4.º trimestre (FTB Q4-22) de 2022.

Desta forma, face às incertezas apresentadas e à volatilidade dos mercados, a ERSE optou por considerar na revisão da previsão apenas os valores reais já ocorridos e manter as previsões para o restante ano consideradas nas tarifas de 2022, publicadas em dezembro de 2021.

Figura 2-7 - Evolução da cotação de futuros de energia elétrica



Fonte: ERSE, OMIP

## PREVISÕES

Considerando os valores reais disponíveis até à proposta submetida a parecer do Conselho Tarifário, os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR e as previsões consideradas nas tarifas de 2022 publicadas em dezembro de 2021, o custo médio de aquisição definido para o segundo semestre de 2022 é de 136,62 EUR/MWh<sup>13</sup> (Quadro 2-1), superior ao previsto inicialmente para 2022 (105,50 EUR/MWh).

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

**Quadro 2-1 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR<sup>14</sup> para fornecimento dos clientes  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)**

	T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	105,50	136,62	31,12
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	89,11	127,15	38,04
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	21,5%	44,2%	22,7 p.p

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

É de realçar que, no âmbito do mecanismo de atualização da tarifa de Energia, estabelecido regulamentarmente, a ERSE continuará a monitorizar, em base trimestral, a adequação da tarifa de Energia do mercado regulado, o que poderá levar a uma nova atualização da mesma, caso se verifique um desvio em valor absoluto igual ou superior a 10 EUR/MWh, como previsto pelo mecanismo.

## 2.2 PRODUÇÃO COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA

### 2.2.1 PRODUÇÃO EM REGIME ESPECIAL

Ao nível da Península Ibérica observaram-se uma hidraulicidade e uma eolicidade reduzidas desde os últimos meses de 2021 até ao final de maio de 2022.

Em Portugal, os valores acumulados até maio de 2022 dos índices de produtividade hidroelétrica ( $IPH_{Acum.Maio2022}$  de 0,35 face a  $IPH_{Acum.Maio2021}$  de 1,12 – fonte REN) e eólica ( $IPE_{Acum.Maio2022}$  de 0,95 face a  $IPE_{Acum.Maio2021}$  de 0,97 - fonte REN) revelam esta quebra na produção de origem renovável, que é superior a 65% no caso da hídrica e da ordem de 0,5% no caso da eólica, comparativamente com a produção no mesmo período do ano 2021.

Em sentido contrário, a produção de origem solar apresenta um aumento superior a 70% em relação a 2021, em resultado de um aumento da potência instalada desta tecnologia, em particular de produtores

<sup>14</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.

com capacidade de ligação à rede atribuída no leilão solar de julho de 2019, e de um aumento do índice de produtividade solar ( $IPS_{Acum.Maio2022}$  de 1,06 face a  $IPS_{Acum.Maio2021}$  de 0,97 - fonte REN). Este aumento da produção solar, já está em grande medida contemplado nas tarifas em vigor, uma vez que a ERSE considerou nas suas previsões para 2022 desta tecnologia, a entrada de produtores com capacidade de ligação obtida no referido leilão<sup>15</sup>.

Em Espanha, o valor acumulado até abril de 2022 da produção de origem renovável também regista uma queda em relação a 2021 (-15%), motivado principalmente pela redução da produção hídrica (-55%) e eólica (-4%), apesar de um aumento significativo da produção solar fotovoltaica (+41%)<sup>16</sup>.

A maior escassez de oferta de produção de origem renovável a nível ibérico contribuiu também para o agravamento dos preços no mercado Ibérico de eletricidade, como já anteriormente referido no ponto 2.1.

Verificou-se também uma queda acentuada na produção de cogeneradores no final de 2021 e início de 2022, nomeadamente os que utilizam fontes não renováveis, motivada pelo aumento dos preços dos combustíveis fósseis, em particular o gás natural. Concretamente, o valor acumulado até maio de 2022 da produção de cogeração a gás natural injetada nas redes públicas reduziu-se em 44% face ao período homólogo de 2021, enquanto nos restantes cogeneradores a partir de fontes não renováveis a produção caiu mais de 70% e nos cogeneradores a partir de fontes renováveis aumentou 10% (fonte REN).

Adicionalmente, observou-se a transição de cogeneradores da modalidade especial do regime remuneratório para a modalidade geral, isto é, os cogeneradores transitaram do regime de remuneração garantida paga pelo CUR para o regime em que colocam a sua produção diretamente no mercado. Com efeito, a alteração legislativa introduzida pelo Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 22 de dezembro, que alterou transitoriamente as regras de mudança entre as diferentes modalidades do regime remuneratório da cogeração, veio minimizar o risco associado a esta transição, ao reduzir o tempo mínimo de permanência na modalidade geral de 3 anos para um período de até 1 ano, após o qual é permitido o regresso à modalidade remuneratória de origem. Com os dados mais recentes de que a ERSE dispõe, constata-se que esta

---

<sup>15</sup> Na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, a publicação dos dados referentes à tecnologia fotovoltaica foi separada entre os produtores fotovoltaicos com remuneração garantida anteriores aos leilões (Fotovoltaica PRE 1) e os produtores fotovoltaicos com capacidade atribuída nos leilões (Fotovoltaica PRE 2).

<sup>16</sup> Fonte [“Boletín mensual de energía eléctrica – Abril 2022”](#)

alteração legislativa levou a que uma grande proporção de cogeneradores não renováveis e renováveis tenham tomado a opção de sair do regime remuneratório garantido<sup>17</sup>.

Ambos os fatores, contribuem para a ocorrência de um desvio significativo entre a previsão da produção da cogeração com remuneração garantida incluída pela ERSE no exercício tarifário de 2022, face às melhores previsões atuais, o que tem impacto relevante no diferencial de custo deste tipo de produtores incluído nos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica da PRE, desenvolvida pelo CUR.

Face ao acima descrito, foram atualizadas as produções da PRE com remuneração garantida em 2022 das tecnologias hídrica, eólica e cogeração (não renovável e renovável) recorrendo aos dados mais recentes de que a ERSE dispõe. Esta atualização foi realizada tendo por base os dados da faturação da PRE com remuneração garantida, que são facultados regularmente pela SU Eletricidade à ERSE, os quais permitiram obter os dados reais da produção desagregada por tecnologias do ano 2021<sup>18</sup>. Para obter a nova previsão do ano de 2022 das tecnologias hídrica, eólica e cogeração (não renovável e renovável), aplicou-se sobre estes valores uma variação para o ano de 2022, que tem em conta a melhor informação, que se apresenta no quadro seguinte.

**Quadro 2-2 - Atualização das previsões de produção da PRE Eólica, Hídrica e Cogeração para 2022**

Unidade: GWh

	T2022 (Dez 2021)			Dados de faturação da PRE		T2022 (Jun 2022)	
	Estim 2021	Prev 2022	Var. 2022/2021	Faturado 2021	Desvio 2021 Fatur/Estim 2021	Prev 2022 (Jun)	Var. 2022 (Jun)/2021 Fatur
<b>Eólica</b>	12 465	12 681	1,7%	12 733	2,1%	12 486	-1,9%
<b>Hídrica</b>	809	759	-6,2%	720	-11,0%	587	-18,5%
<b>Cogeração Não Renovável</b>	3 618	3 814	5,4%	3 228	-10,8%	807	-75,0%
<b>Cogeração Renovável</b>	1 911	1 893	-0,9%	1 881	-1,6%	188	-90,0%

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

<sup>17</sup> Com base nos dados mais recentes disponibilizados pela SU Eletricidade à ERSE, verifica-se que os cogeneradores não renováveis que transitaram para o mercado representam pelo menos 40% da potência instalada, a que corresponderá a cerca de 75% das injeções na rede desta tecnologia, tendo por referência a produção de 2021. No caso dos cogeneradores renováveis, a proporção é de cerca de 80% em potência instalada, que representa mais de 90% das injeções na rede desta tecnologia.

<sup>18</sup> Embora não se trate de informação definitiva e auditada, estes dados permitem uma boa aproximação à produção real de 2021 que será disponibilizada pela SU Eletricidade à ERSE nas contas reguladas auditadas para efeitos de regulação do ano de 2021.

As previsões de produção das demais tecnologias e os preços unitários de todas as tecnologias, mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021. O quadro seguinte mostra os valores de produção, preços de aquisição, custo e diferencial de custo por tecnologia adotados na presente revisão tarifária excecional, e a sua comparação com os valores implícitos nas tarifas de 2022 atualmente em vigor.

**Quadro 2-3 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRE com remuneração garantida  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)**

	Tarifas 2022														
	Produção (GWh)			Preço médio de aquisição (EUR/MWh)			Custo Total (10 <sup>3</sup> EUR)			<sup>(3)</sup> Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRE (EUR/MWh)			Diferencial de custo PRE do ano (10 <sup>3</sup> EUR)		
	Dez 2021	Jun 2022	Diferença Jun2022 - Dez2021	Dez 2021	Jun 2022	Diferença Jun2022 - Dez2021	Dez 2021	Jun 2022	Diferença Jun2022 - Dez2021	Dez 2021	Jun 2022	Diferença Jun2022 - Dez2021	Dez 2021	Jun 2022	Diferença Jun2022 - Dez2021
PRE 1 <sup>(1)</sup>	16 052	15 685	-367	94,3	94,4	0,1	1 513 612	1 480 700	-32 913				110 901	-459 071	-569 972
Eólicas	12 681	12 486	-195	83,3	83,3	0,0	1 056 808	1 040 582	-16 226	87,4	123,7	36,3	-51 354	-503 624	-452 271
Hídricas	759	587	-172	96,9	96,9	0,0	73 582	56 895	-16 686	87,4	123,7	36,3	7 255	-15 685	-22 940
Biogás	209	209	0	114,0	114,0	0,0	23 826	23 826	0	87,4	123,7	36,3	5 561	-2 023	-7 584
Biomassa	1 354	1 354	0	120,5	120,5	0,0	163 061	163 061	0	87,4	123,7	36,3	44 763	-4 356	-49 119
Fotovoltaica PRE 1	503	503	0	291,4	291,4	0,0	146 528	146 528	0	87,4	123,7	36,3	102 583	84 336	-18 247
Eólica OffShore	76	76	0	133,4	133,4	0,0	10 149	10 149	0	87,4	123,7	36,3	3 499	738	-2 761
Ondas	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	87,4	123,7	36,3	0	0	0
RSU	470	470	0	84,4	84,4	0,0	39 659	39 659	0	87,4	123,7	36,3	-1 406	-18 457	-17 051
PRE 2 <sup>(2)</sup>	6 521	1 809	-4 713	83,4	78,2	-5,1	543 662	141 472	-402 190				-26 213	-82 201	-55 988
Térmica - Cogeração (NFER)	3 814	807	-3 007	80,2	80,2	0,0	306 036	64 742	-241 294	87,4	123,7	36,3	-27 293	-35 053	-7 760
Térmica - Cogeração (FER)	1 893	188	-1 705	94,4	94,4	0,0	178 644	17 748	-160 896	87,4	123,7	36,3	13 194	-5 514	-18 708
Micro/Mini/UPAC/UPP	360	360	0	136,1	136,1	0,0	48 997	48 997	0	87,4	123,7	36,3	17 548	4 490	-13 058
Fotovoltaica PRE 2	454	454	0	22,0	22,0	0,0	9 985	9 985	0	87,4	123,7	36,3	-29 662	-46 124	-16 462
<b>Total da PRE com FIT</b>	<b>22 573</b>	<b>17 494</b>	<b>-5 079</b>	<b>91,1</b>	<b>92,7</b>	<b>1,6</b>	<b>2 057 274</b>	<b>1 622 171</b>	<b>-435 103</b>				<b>84 687</b>	<b>-541 272</b>	<b>-625 960</b>

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

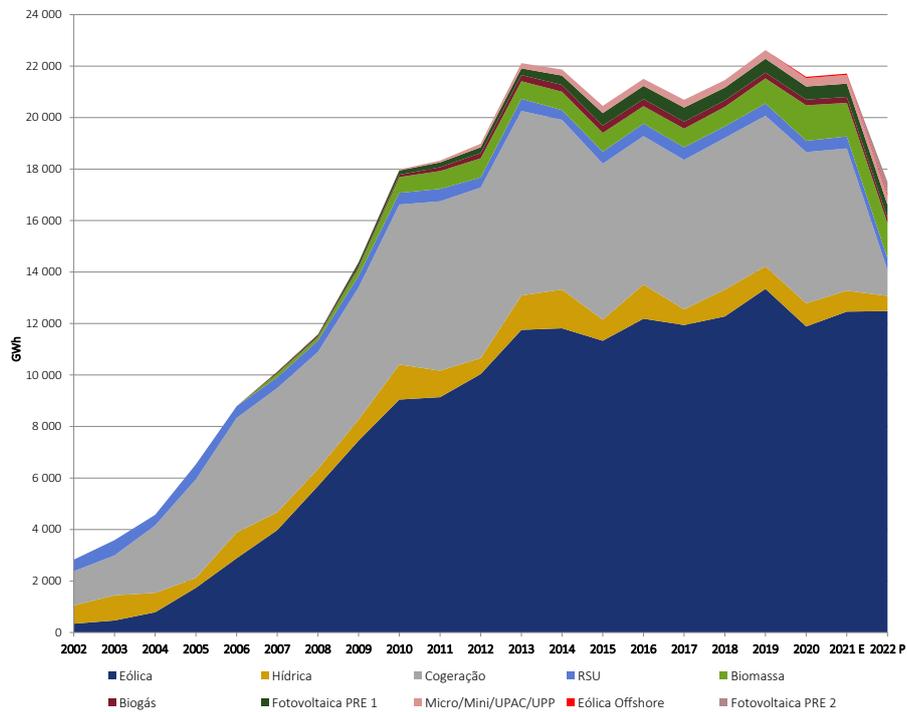
(2) PRE 2 - PRE com remuneração garantida, não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio.

(3) O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRE com remuneração garantida é determinado tendo por base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição da PRE e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

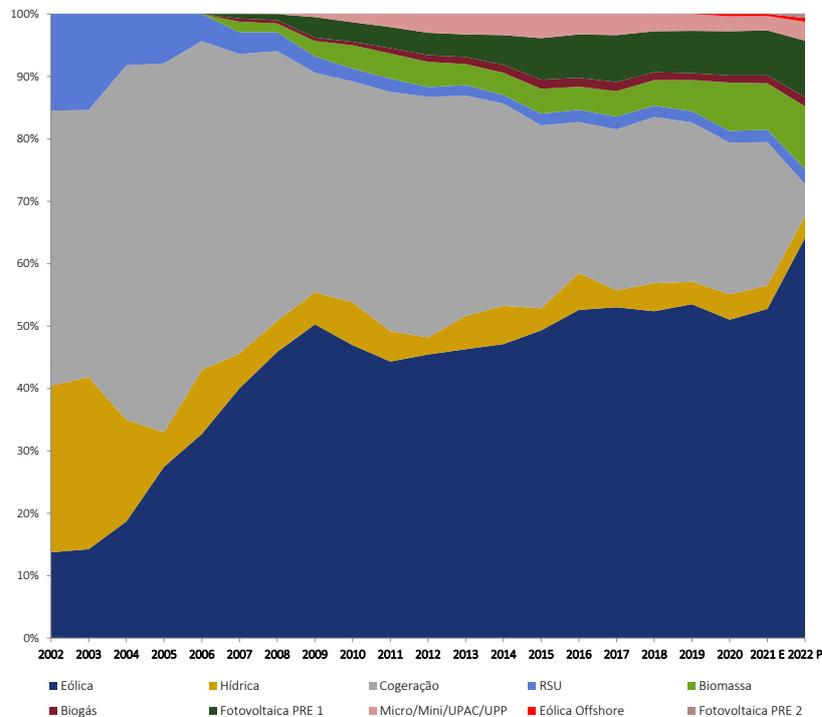
A Figura 2-8 apresenta a evolução a partir de 2002 da produção em regime especial com remuneração garantida, desagregada por tecnologias, com atualização da previsão para 2022 considerada nesta revisão tarifária. A Figura 2-9 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total da PRE, também após a atualização do ano 2022.

Figura 2-8 - Evolução da produção por tecnologia de PRE com remuneração garantida após revisão do ano 2022



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

Figura 2-9 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRE com remuneração garantida após revisão do ano 2022



Fonte: ERSE, SU Eletricidade

### 2.2.2 CONTRATOS DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA (CAE)

Como referido anteriormente, o aumento do custo do gás natural nos mercados grossistas internacionais, aliado às condições climatéricas adversas à produção renovável (baixa hidraulicidade e eolicidade), levou ao incremento dos custos variáveis dos centros electroprodutores de ciclo combinado, originando um aumento substancial e generalizado nunca antes observado dos preços de energia elétrica no mercado ibérico desde meados de 2021.

Com o término do CAE da central da Tejo Energia<sup>19</sup>, a única central com CAE a atuar em Portugal é a Turbogás que, devido às suas especificidades na aquisição do gás natural definidas no AGC<sup>20</sup>, passou a ter mais oportunidades de colocar a sua produção, uma vez que o seu custo variável é inferior ao das outras centrais a ciclo combinado. De acordo com os dados mais recentes, a Turbogás produziu até final de maio de 2022:

- mais 25% do que o período homólogo de 2021;
- mais 25% do que a média dos primeiros trimestres dos últimos seis anos;
- e mais 6% do que o máximo observado em 2017.

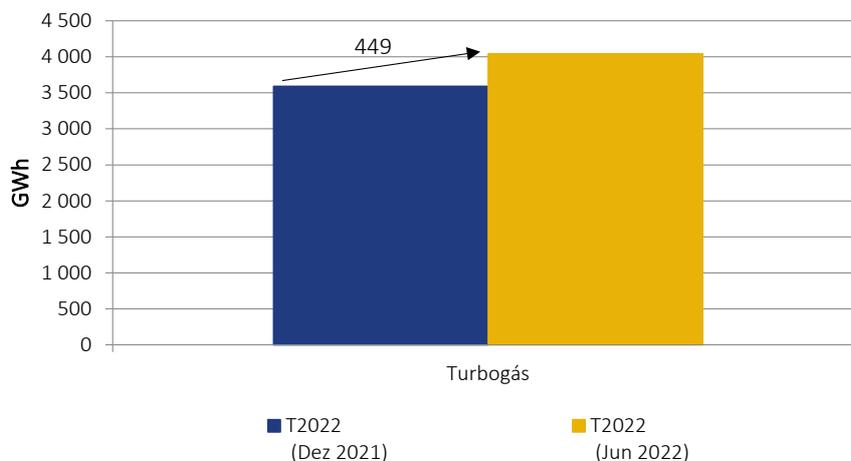
Tendo em conta todas as condicionantes descritas previamente, e dado que a referida central se encontra restringida nas quantidades de gás natural máximas a consumir durante o ano, a ERSE revê em alta na presente fixação excecional de tarifas a produção prevista para o ano de 2022, face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, de forma a que esta seja igual ao máximo da Quantidade Anual Contratada (QAC), de acordo com a figura seguinte.

---

<sup>19</sup> No final de novembro de 2021. Assim, deixou de haver produção térmica a carvão de energia elétrica em Portugal.

<sup>20</sup> O Acordo de Gestão de Consumo (AGC) é um contrato com cláusulas do tipo *take-or-pay*, celebrado entre a REN Trading e a GALP, ao abrigo do qual a REN Trading tem obrigação de consumir de quantidades mínimas de gás natural na central da Turbogás, em horizontes temporais distintos, em particular no horizonte anual para o qual se encontra definida a Quantidade Anual Contratada (QAC).

Figura 2-10 - Atualização da previsão de produção da central Turbogás para 2022



### 2.3 MEDIDA DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

Na presente revisão excecional de tarifas, uma medida com impacto direto na redução dos preços, diz respeito à alocação da verba de 150 milhões de euros às tarifas de Acesso às Redes do setor elétrico, conforme o anúncio na proposta do Orçamento de Estado para 2022.

A alocação de verbas das receitas dos leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa, que constituem receita do Fundo Ambiental, ao Sistema Elétrico Nacional (SEN) está legalmente prevista nos termos do artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 42-A/2016, na redação do Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro. Nos termos do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, na redação do Decreto-Lei n.º 114/2021, de 15 de dezembro, 60% das receitas geradas pelos leilões das licenças de emissão atribuídas a Portugal constituem receitas a deduzir à tarifa de uso global do SEN, devendo ser transferidas pelo Fundo Ambiental, nos termos estabelecidos por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das finanças e do ambiente.

Adicionalmente, o diploma prevê ainda que as receitas de leilão de licenças de emissão, em situações excecionais, devidamente justificadas e tendo em vista prosseguir os objetivos de descarbonização do SEN, possam ser afetadas ao diferencial de custo da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável em cada ano, incluindo o diferencial de custo da produção da cogeração renovável na sua fração renovável, mediante despacho do membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática.

---

Neste enquadramento, o membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática, aprovou o Despacho n.º 1/MAAC/2022, de 29 de abril, que determina a alocação da verba de 150 milhões de euros, a deduzir à tarifa de uso global do Sistema, com efeitos nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

O referido despacho determina, igualmente, que essa verba seja distribuída proporcionalmente pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, de acordo com as seguintes percentagens:

- MAT: 10,17%;
- AT: 28,40%;
- MT: 61,43%.



### 3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo são apresentados os proveitos permitidos das atividades impactadas pelo forte incremento dos preços de energia elétrica no mercado grossista e pelas alterações de produção da PRE com remuneração garantida e da produção da central com CAE:

- atividade desenvolvida pelo Agente Comercial (REN Trading);
- atividade do Comercializador de Último Recurso (SU Eletricidade) da compra e venda de energia elétrica da PRE e para fornecimento a clientes.

Adicionalmente, apresentam-se também os proveitos das atividades cujas tarifas recuperam os proveitos permitidos das atividades anteriores:

- Gestão global do sistema, desenvolvida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), que recupera os proveitos permitidos da atividade do Agente Comercial e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira,
- Compra e venda do acesso à rede de transporte, desenvolvida pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição em AT e MT, que recupera o diferencial de custo da compra e venda de energia elétrica da PRE com remuneração garantida e o sobreproveito associado ao agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais;
- Compra e venda do acesso às redes de transporte e distribuição, desenvolvida pelo CUR.

Refira-se que apenas são mostrados os proveitos permitidos determinados nesta revisão tarifária excecional, os proveitos permitidos em vigor resultantes da decisão tarifária de dezembro de 2021 e as diferenças entre ambos.

#### 3.1 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 3-1 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente desta decisão de fixação excecional de tarifas e da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021.

Quadro 3-1 - Proveitos por atividade no Continente  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos por atividade (1)	Custos transferidos entre atividades (2)	Proveitos a proporcionar em 2022, previstos em Jun de 2022 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Sustentabilidade e coexistência de mercados (4)	Tarifa social (5)	T2022 (Jun 2022) (6) = (3) - (4) + (5)	T2022 (Dez 2021) (7)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021) (8) = (6) - (7)
<b>REN Trading</b>	<b>-275 329</b>		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	-275 329	275 329 (GGS)	0			0	0	0
<b>ADENE</b>	<b>1 309</b>		<b>0</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Operação Logística de Mudança de Comercializador (OLMC)	1 309	-1 309 (CVAT)	0			0	0	0
<b>REN</b>	<b>514 783</b>		<b>239 454</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>239 454</b>	<b>451 727</b>	<b>-212 273</b>
Gestão Global do Sistema (GGS)	220 825	-275 329 (CVEEAC)	-54 504			-54 504	157 769	-212 273
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	293 958		293 958			293 958	293 958	0
<b>E-Redes</b>	<b>55 836</b>	<b>-238 145</b>	<b>-182 310</b>	<b>-74 535</b>		<b>-223 314</b>	<b>552 914</b>	<b>-776 229</b>
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 041 633		1 041 633			1 041 633	1 041 633	0
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT) (incl. Ajust. tarifa OLMC)	-985 798	-238 145 (OLMC + GGS + TEE)	-1 223 943	-74 535		-1 149 408	-373 583	-775 825
Tarifa Social					-115 540	-115 540	-115 136	-404
<b>SU Eletricidade</b>	<b>-1 033 738</b>	<b>1 439 032</b>	<b>405 294</b>	<b>74 535</b>	<b>0</b>	<b>330 758</b>	<b>261 182</b>	<b>69 577</b>
Compra e Venda de Energia Eléctrica	-1 090 130	1 475 209	385 079	75 601		309 478	239 766	69 712
Compra e Venda de Energia Eléctrica PRE (CVEE PRE)	-1 475 209	1 475 209 (Sobrecusto da PRE na C)	0			0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	385 079		385 079	75 601		309 478	239 766	69 712
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	36 177	-36 177 (DEE + CVAT)	0			0	0	0
Comercialização (C)	20 214		20 214	-931		21 146	21 146	0
Sobreprojeito pela aplicação da tarifa transitória				-135		135	270	-135
			<b>462 438</b>	<b>0</b>	<b>-115 540</b>	<b>346 898</b>	<b>1 265 823</b>	<b>-918 925</b>

O Quadro 3-2 apresenta, igualmente, o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas nas Regiões Autónomas desta decisão de fixação excecional de tarifas e da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021.

**Quadro 3-2 - Proveitos por atividade nas Regiões Autónomas**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (2)	T2022 (Dez 2021) (3) = (1) - (2)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (4)	T2022 (Jun 2022) (5) = (1) - (4)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021) (6) = (5) - (3)
<b>EDA</b>	<b>197 463</b>	<b>79 230</b>	<b>118 232</b>	<b>72 086</b>	<b>125 376</b>	<b>7 144</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	150 481	58 594	91 887	51 450	99 031	7 144
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	38 866	16 954	21 912	16 954	21 912	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	8 116	3 682	4 433	3 682	4 433	0
<b>EEM</b>	<b>201 219</b>	<b>71 552</b>	<b>129 668</b>	<b>64 093</b>	<b>137 127</b>	<b>7 459</b>
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 813	50 302	99 511	42 843	106 970	7 459
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 114	20 795	25 319	20 795	25 319	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 293	454	4 838	454	4 838	0
<b>Total nas Regiões Autónomas</b>	<b>398 682</b>	<b>150 782</b>	<b>247 900</b>	<b>136 179</b>	<b>262 503</b>	<b>14 603</b>
Tarifa Social na Região Autónoma dos Açores			2 886		2 896	10
Tarifa Social na Região Autónoma da Madeira			3 289		3 300	11
Tarifa Social nas Regiões Autónomas			<b>6 175</b>		<b>6 196</b>	<b>21</b>

No quadro seguinte apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação nas tarifas de energia elétrica em Portugal continental considerado nesta decisão de fixação excecional de tarifas e na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021.

**Quadro 3-3 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em  
Portugal continental**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revisão para publicação em junho de 2022)

Unidade: Milhares de euros

	<b>T2022 (Dez 2021)</b>	<b>T2022 (Jun 2022)</b>	<b>Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)</b>
	(1)	(2)	(3) = (2) - (1)
<b>Gestão Global do Sistema</b>			
Proveitos permitidos do ORT	157 769	-54 504	-212 273
Custos gestão do sistema	57 371	57 371	0
Custos de interesse geral	97 240	-115 033	-212 273
Custos com garantia de potência	3 158	3 158	0
Custos a recuperar pelo ORD	-455 969	-1 231 929	-775 960
Sustentabilidade de mercados e coexistência	75 601	75 601	0
Diferencial positivo ou negativo na atividade de comercialização devido à extinção das TVCF	-931	-931	0
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	-270	-135	135
<b>Proveitos a recuperar com a UGS</b>	<b>-223 799</b>	<b>-1 211 897</b>	<b>-988 098</b>
<b>Operador Logístico de Mudança de Comercializador</b>			
OLMC	1 309	1 309	0
Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE	52	52	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de OLMC</b>	<b>1 309</b>	<b>1 309</b>	<b>0</b>
<b>Transporte de energia elétrica</b>			
Proveitos permitidos do ORT	293 958	293 958	0
Diferença entre os valores faturados pela EDP D e os valores pagos à REN	6 625	6 625	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URT</b>	<b>300 583</b>	<b>300 583</b>	<b>0</b>
<b>Distribuição de energia elétrica</b>			
Total dos proveitos em AT/MT	405 214	405 214	0
Total dos proveitos em BT	636 419	636 419	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de URD</b>	<b>1 041 633</b>	<b>1 041 633</b>	<b>0</b>
<b>Comercialização regulada</b>			
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em NT	111	111	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTE	105	105	0
Proveitos da atividade de Comercialização de Energia Elétrica em BTN	20 929	20 929	0
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas de Comercialização</b>	<b>21 146</b>	<b>21 146</b>	<b>0</b>
Aquisição em mercado (incluindo serviços de sistema e desvios)	-2 100 238	-2 049 188	51 050
Aquisição aos PRE (exclui sobrecurso)	2 336 543	2 355 204	18 661
Custos de funcionamento	3 461	3 461	0
<b>Proveitos a recuperar com a tarifa de Energia</b>	<b>239 766</b>	<b>309 478</b>	<b>69 712</b>
<b>Proveitos a recuperar com as tarifas</b>	<b>1 380 638</b>	<b>462 252</b>	<b>-918 386</b>
Sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória	270	135	-135
Tarifa Social	-115 136	-115 540	-404
<b>Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente</b>	<b>1 265 772</b>	<b>346 846</b>	<b>-918 925</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.

---

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

Como foi referido no capítulo 2.2.2, as condições de mercado atual possibilitam à central da Turbogás colocar a sua produção numa quantidade superior de horas à prevista em dezembro de 2021 para o ano de 2022. Neste sentido, a produção para o ano foi incrementada de forma a corresponder ao máximo de gás natural previsto no AGC.

No quadro seguinte apresentam-se os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2022, nesta revisão das tarifas a vigorar a partir de 1 de julho e na definição das tarifas em 15 de dezembro de 2021. Salienta-se, ainda, que em 2022 não se prevê nenhum valor para a central da Tejo Energia, já que o CAE desta central cessou no final de 2021.

Quadro 3-4 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revisão para publicação em junho de 2022)

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

		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
<b>Encargo de Potência</b>				
(1a)	Tejo Energia	0	0	0
(1b)	Turbogás	140 166	140 166	0
(1)=(1a)+(1b)	<b>Total</b>	<b>140 166</b>	<b>140 166</b>	<b>0</b>
<b>Encargo de Energia</b>				
(2a)	Tejo Energia	0	0	0
(2b)	Turbogás	202 847	226 137	23 290
(2)=(2a)+(2b)	<b>Total</b>	<b>202 847</b>	<b>226 137</b>	<b>23 290</b>
<b>Licenças de CO<sub>2</sub></b>				
(3a)	Tejo Energia	0	0	0
(3b)	Turbogás	81 663	91 875	10 212
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	0
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	<b>Total</b>	<b>81 663</b>	<b>91 875</b>	<b>10 212</b>
<b>Receitas sem serviços de sistema</b>				
(4a)	Tejo Energia	0	0	0
(4b)	Turbogás	364 054	595 226	231 172
(4)=(4a)+(4b)	<b>Total</b>	<b>364 054</b>	<b>595 226</b>	<b>231 172</b>
<b>Receitas com reserva e regulação terciária</b>				
(5a)	Tejo Energia	0	0	0
(5b)	Turbogás	1 200	1 200	0
(5)=(5a)+(5b)	<b>Total</b>	<b>1 200</b>	<b>1 200</b>	<b>0</b>
<b>Saldo VPP</b>				
(6a)	Tejo Energia			
(6b)	Turbogás			
(6)=(6a)+(6b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE</b>				
(7a)	Tejo Energia	0	0	0
(7b)	Turbogás	1 830	1 830	0
(7)=(7a)+(7b)	<b>Total</b>	<b>1 830</b>	<b>1 830</b>	<b>0</b>
<b>Outros Custos</b>				
(8a)	Tejo Energia			
(8b)	Turbogás			
(8)=(8a)+(8b)	<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>Diferencial de custo (sobrecusto CAE)</b>				
(9a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)	Tejo Energia	0	0	0
(9b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)	Turbogás	61 252	-136 418	-197 670
(9c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	0
(10)=(9a)+(9b)+(9c)	<b>Total</b>	<b>61 252</b>	<b>-136 418</b>	<b>-197 670</b>

Como se pode verificar, o aumento da produção impacta quer nos custos variáveis (encargo de energia e com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>) quer na receita da Turbogás, sendo que o efeito na receita é bastante superior ao efeito nos custos devido ao novo nível do preço de energia elétrica definida nesta revisão excecional das tarifas.

Importa igualmente referir que o custo de aquisição do gás natural desta central não varia com o preço de mercado nos principais *hubs*, mas sim com o preço do petróleo desfasado em cerca de 6 meses. Assim, embora este último tenha aumentado, o seu incremento foi de uma magnitude substancialmente inferior

à que se tem verificado nos preços de gás natural dos principais *hubs* do gás natural, pelo que não se justifica a sua revisão.

Os custos variáveis aumentam em cerca de 33,5 milhões de euros relativamente à definição das tarifas em dezembro de 2021, sendo que 23 milhões de euros dizem respeito ao encargo de energia e 10 milhões de euros correspondem ao aumento dos custos com as licenças de emissão de CO<sub>2</sub>. Por outro lado, a receita aumenta 231 milhões de euros, pelo que o diferencial de custo com a central com CAE da Turbogás em 2022 diminui em cerca de 198 milhões de euros, passando a ser um valor positivo a deduzir às tarifas

No Quadro 3-5 podem-se observar os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022.

**Quadro 3-5 - Comparação dos pressupostos alterados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2022**

		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)	
<b>Turbogás</b>	<b>Preço médio do mercado em Portugal</b>	€ /MWh	89,1	129,5	40,4
	<b>Receita unitária (com serviços sistema)</b>		101,7	147,6	45,9
	<b>Produção</b>	GWh	3 591	4 040	449

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica é dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do artigo 112.º do Regulamento Tarifário em vigor. O Quadro 3-6 apresenta as várias parcelas que estão na origem dos novos proveitos permitidos de 2022, decorrentes desta revisão tarifária excecional.

**Quadro 3-6 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	61 252	-136 418	-197 670
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	424 676	458 178	33 502
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica	1 830	1 830	0
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	365 254	596 426	231 172
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento da actividade de CVEE AC	1 181	1 181	0
4	Custos de exploração da actividade de CVEE AC (valor líquido)	1 153	1 153	0
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de CVEE AC	27	27	0
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade CVEE AC, líquido de amortizações e participações	23	23	0
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de CVEE AC	4,40%	4,40%	0,00%
C	Valor estimado para o ajustamento do ano t-1	148 437	148 437	0
D	Adiamento do ajustamento t-1	0	0	0
E	Ajustamento do ano t-2	-8 344	-8 344	0
<b>F = A + B - C - E</b>	<b>Proveitos permitidos da actividade de CVEE AC a transferir para a GGS</b>	<b>-77 659</b>	<b>-275 329</b>	<b>-197 670</b>

### 3.3 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

A REN, S.A., enquanto entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), desenvolve duas atividades: Gestão Global do Sistema e Transporte de Energia Elétrica.

Na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de Transporte de Energia Elétrica não sofrem alterações, não sendo, por isso, apresentados. Sendo a atividade de Gestão Global do Sistema uma atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades que se encontram a montante da cadeia de valor, os seus proveitos permitidos são impactados devido a alterações nas rubricas referentes à convergência tarifária das Regiões Autónomas e na rubrica dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEEAC).

#### 3.3.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

No Quadro 3-7 são apresentados os proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema da presente revisão tarifária, com alteração das seguintes rubricas, mantendo-se as demais inalteradas:

- a) custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores, que origina uma redução do custo em 7,1 milhões de euros (ver ponto 3.6.1);

- b) custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira, que origina uma redução do custo em 7,5 milhões de euros (ver ponto 3.6.2);
- d) proveitos permitidos da atividade de CVEEAC, que origina uma redução de 197,7 milhões de euros (ver ponto 3.2).

**Quadro 3-7 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revisão para publicação em junho de 2022)

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

	Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)	T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
A = 1 + 2 + 7 + 8 + 9 + 10 - 11	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	57 371	57 371	0
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	18 063	18 063	0
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	9 562	9 562	0
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	7 971	7 971	0
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	44 881	44 881	0
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	4,400%	4,400%	0,0 p.p.
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	384	384	0
7	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772	0
8	Custos com o serviço de interruptibilidade no regime base (Portaria n.º 592/2010, alterada pela Portaria n.º 1308/2010 e pela Portaria n.º 221/2015), reconhecidos para efeitos de regulação	0	0	0
9	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 1309/2010	0	0	0
10	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	24 178	24 178	0
	<i>Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013</i>	1 849	1 849	0
11	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 796	-2 796	0
B = 1' + 5' - 6' + 7' + 14' + 15' + 16' + 17' + 18' + 19' + 20' - 21'	Custos (C/ ajustamentos) decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, a recuperar pela aplicação da tarifa de UGS do ORT	100 398	-111 875	-212 273
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	152 349	137 746	-14 603
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo déficit tarifário)	79 230	72 086	-7 144
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo déficit tarifário)	71 552	64 093	-7 459
4'	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-1 567	-1 567	0
5'	Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC	-77 659	-275 329	-197 670
6'	Medidas de sustentabilidade do SEN decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	12 273	12 273	0
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	11 720	11 720	0
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%	0,0 p.p.
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e participações	184 724	184 724	0
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	11 720	11 720	0
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	552	552	0
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	552	552	0
14'	Custo com a ERSE	1 207	1 207	0
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	423	423	0
16'	Custos de gestão dos Planos de Promoção do Desempenho Ambiental (PPDA)	0	0	0
17'	Outros custos decorrentes de medidas de política energética, ambiental ou de CIEG	0	0	0
18'	Custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	0	0	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	398	398	0
20'	Garantia de potência (modalidade de incentivo ao investimento) e remuneração da Reserva de Segurança do SEN	3 158	3 158	0
21'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-8 250	-8 250	0
<b>C=A+B</b>	<b>Proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa UGS (C/ ajustamentos)</b>	<b>157 769</b>	<b>-54 504</b>	<b>-212 273</b>
<b>D</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de CVEEAC do AC</b>	<b>-77 659</b>	<b>-275 329</b>	<b>-197 670</b>
<b>E = C - D + 6'</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)</b>	<b>235 428</b>	<b>220 825</b>	<b>-14 603</b>
F	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	384	384	0
G	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	1 849	1 849	0
H	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-2 796	-2 796	0
I	Valor previsto do desvio (C/ juros) da recuperação pelo ORT do custo com a convergência tarifária das RAA e RAM, pago durante o ano t-1	-1 567	-1 567	0
J	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-8 250	-8 250	0
<b>K = E + F + G + H + I + J</b>	<b>Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)</b>	<b>225 048</b>	<b>210 445</b>	<b>-14 603</b>

### 3.4 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA REDE NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO

As atividades reguladas desenvolvidas pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição (E-REDES) são a Distribuição de Energia Elétrica e a Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte.

Na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica não sofrem alterações. Em sentido contrário, os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte, que é uma atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades, são impactados devido a alterações nos proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema e em outras rubricas de custo e proveitos recuperadas por esta atividade, como explicitado de seguida.

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

Nos termos do Regulamento Tarifário em vigor aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, a atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte dos serviços de uso global do sistema, de uso da rede de transporte e dos serviços do operador logístico de mudança de comercializador, para prestação destes serviços aos clientes.

No cálculo dos proveitos permitidos desta atividade são ainda incorporados outros custos e proveitos, de forma a serem refletidos nas tarifas de acesso pagas por todos os consumidores de energia elétrica, das quais sofrem alterações na presente revisão tarifária as seguintes:

- diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a PRE com remuneração garantida;
- sobreproveito associado ao agravamento tarifário nos termos do artigo 6º do Decreto-Lei n.º 104/2010, de 29 de setembro, na redação vigente, e do artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro;
- desconto respeitante à Tarifa Social.

#### DIFERENCIAL DE CUSTO COM A AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES EM REGIME ESPECIAL

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

- a) diferencial de custo do próprio ano;

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

O Quadro 3-8 apresenta o detalhe da determinação do diferencial de custo da PRE resultante dos pressupostos subjacentes a esta revisão tarifária e a sua comparação com os valores da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021. São alteradas as seguintes rúbricas, mantendo-se as demais inalteradas:

- a) diferencial de custo do ano 2022 devido a:
  - i. redução do custo de aquisição aos PRE com remuneração garantida (ver ponto 2.2.1) em 32,9 milhões de euros e 402,2 milhões de euros, respetivamente na PRE1 e na PRE2, devido à redução da previsão das quantidades adquiridas;
  - ii. aumento do preço base no mercado (ver ponto 2.1), que provocou um aumento da receita unitária de venda desta produção, embora com o efeito conjugado de alteração da receita unitária e das quantidades, se observe um aumento das vendas da PRE1 (+537,0 milhões de euros) e um decréscimo das vendas da PRE2 (-346,2 milhões de euros);
- b) medidas de sustentabilidade com impacto na PRE, devido ao adicional de 150 milhões de euros que se prevê serem transferidos do Fundo Ambiental para o SEN (ver ponto 2.3).

Quadro 3-8 - Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial com remuneração garantida (valores publicados em dezembro de 2021 e revisão para publicação em junho de 2022)

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
<b>A = (1)-(2)+(3)+(4)- -(5)-(6)+(7)-(8)-(9)</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>1</sup></b>	<b>-614 854</b>	<b>-1 334 826</b>	<b>-719 972</b>
1	Compras	1 513 612	1 480 700	-32 913
2	Vendas	1 402 712	1 939 771	537 059
3	Outros custos	0	0	0
4	Custos de funcionamento	5 307	5 307	0
5	Ajustamento t-1	812 466	812 466	0
6	Ajustamento t-2	41 376	41 376	0
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	707 095	707 095	0
8	Medidas mitigadoras do diferencial de custos da PRE1	554 854	704 854	150 000
9	Mecanismo regulatório decorrente do Decreto-Lei n.º 74/2013	29 460	29 460	0
<b>B = (10)- (11)+(12)+(13)- -(14)-(15)+(16)</b>	<b>Diferencial de custo com a aquisição da PRE <sup>2</sup></b>	<b>-84 395</b>	<b>-140 383</b>	<b>-55 988</b>
10	Compras	543 662	141 472	-402 190
11	Vendas	569 875	223 673	-346 202
12	Outros custos	0	0	0
13	Custos de funcionamento	5 307	5 307	0
14	Ajustamento t-1	252 881	252 881	0
15	Ajustamento t-2	41 211	41 211	0
16	Alisamento quinquenal - artº 73º A	230 605	230 605	0
<b>A + B</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de CVEE PRE</b>	<b>-699 249</b>	<b>-1 475 209</b>	<b>-775 960</b>

### CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na sua redação atual, estabeleceu a tarifa social de fornecimento de energia elétrica a aplicar a clientes finais economicamente vulneráveis, que resulta da aplicação de um desconto na tarifa de acesso às redes em baixa tensão normal. De acordo com o previsto

neste regime legal, foi publicado o Despacho n.º 9977/2021, de 14 de outubro, que definiu o desconto a aplicar no ano de 2022<sup>21</sup>.

Com a presente revisão tarifária, a previsão dos custos totais com a tarifa social em 2022, em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira, alterou-se em cerca de 425 milhares de euros, passando de 121,311 milhões de euros para 121,736 milhões de euros. No Quadro 3-9 apresenta-se a atualização dos valores previsionais dos custos com a tarifa social para cada região.

**Quadro 3-9 - Previsão dos custos com os descontos da tarifa social em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira**

(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

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

	T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
<b>Desconto previsto por aplicação da tarifa social</b>	<b>121 311</b>	<b>121 736</b>	<b>425</b>
Portugal Continental	115 136	115 540	404
Região Autónoma dos Açores	2 886	2 896	10
Região Autónoma da Madeira	3 289	3 300	11

De acordo com o artigo 4.º do Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, na redação dada pelo Decreto-Lei n.º 172/2014, de 14 de novembro, o custo com a tarifa social de eletricidade é financiado pelos centros electroprodutores de Portugal Continental, na proporção da sua potência instalada.

Para efeitos da repartição do financiamento da tarifa social por centros electroprodutores no ano de 2022, a ERSE manteve nesta revisão tarifária excecional a informação sobre as potências instaladas dos centros

<sup>21</sup> De acordo com este despacho, o desconto referente à tarifa social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2022 deve corresponder a um valor que permita um desconto de 33,8% sobre as tarifas transitórias de venda a clientes finais de eletricidade, excluído o IVA, demais impostos, contribuições e taxas aplicáveis.

---

electroprodutores e respetivos titulares referente a 2020, que havia sido recebida da Direção-Geral de Energia e Geologia (DGEG) e utilizada na preparação da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021<sup>22</sup>.

Neste contexto, os novos valores do financiamento da tarifa social entre julho e dezembro de 2022, repartidos pelos centros electroprodutores identificados na lista da DGEG acima referida, são apresentados no Quadro 5-6.

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

Os proveitos permitidos à entidade concessionária da RND na atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte são determinados de acordo com os artigos 119.º a 124.º do Regulamento Tarifário em vigor, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto. No quadro seguinte apresenta-se o detalhe do cálculo destes proveitos permitidos com desagregação por rúbricas tendo em conta os pressupostos da presente revisão tarifária excecional, bem como a sua comparação com os valores publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021.

---

<sup>22</sup> A ERSE levantou um conjunto de questões junto da DGEG sobre a informação relativa às potências instaladas e titulares dos centros electroprodutores, aguardando-se resposta à data de publicação da presente revisão tarifária excecional. Assim, à semelhança do referido no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico» (pág. 135), a informação publicada no âmbito do financiamento da tarifa social nos documentos associados ao processo tarifário de 2022 e nesta revisão tarifária excecional, é suscetível a alterações. Adicionalmente, à data da preparação desta revisão tarifária excecional, ainda não foram finalizadas as interações com a DGEG ou foi tomada uma decisão final sobre os valores de ajustamentos do financiamento da tarifa social de 2018 e 2019, precarizados nos documentos associados ao processo tarifário de 2021, pelos que os mesmos também são suscetíveis de alterações.

**Quadro 3-10 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)**

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

		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
<b>A</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS</b>	<b>-223 799</b>	<b>-1 211 897</b>	<b>-988 098</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Gestão Global do Sistema	157 769	-54 504	-212 273
(+)	Diferencial de custos com a aquisição de energia a produtores em regime especial	-699 249	-1 475 209	-775 960
	SPRE <sub>1</sub> <sup>t</sup> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-614 854	-1 334 826	-719 972
	SPRE <sub>2</sub> <sup>t</sup> Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores em regime especial não enquadrados nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006	-84 395	-140 383	-55 988
(+)	<b>CMEC</b>	<b>65 799</b>	<b>65 799</b>	<b>0</b>
	PF <sub>CMEC</sub> Parcela Fixa dos CMEC	60 987	60 987	0
	Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	0
	Ajustamentos	-6 545	-6 545	0
	PA <sub>CMEC</sub> Parcela de Acerto dos CMEC	3 666	3 666	0
	Devolução de valores do passado	-21 871	-21 871	0
	Reversão serviços sistema	0	0	0
	Regularização ajustamento parcela acerto	0	0	0
	Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948	0
	Ajustamentos	6 589	6 589	0
	CP <sub>CMEC</sub> Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	0
	PÁ <sub>CMEC</sub> Componente de alisamento dos CMEC	1 146	1 146	0
	Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-3 427	-3 427	0
	Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	4 573	4 573	0
(-)	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa UGS, em t-2	-43 913	-43 913	0
(+)	EST <sub>pol</sub> Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	209 170	209 170	0
	C <sub>cost</sub> <sup>cost</sup> <sub>CVEEL</sub> Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	75 601	75 601	0
	EST <sub>t</sub> Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea a) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	34 574	34 574	0
	EST <sub>REG</sub> <sup>REG</sup> <sub>PDL</sub> Repercussão nas tarifas de custos ou proveitos ao abrigo da alínea b) do n.º 4 do artigo 2.º do DL 165/2008, de 21 de Agosto	98 994	98 994	0
(+)	Diferencial positivo ou negativo na atividade de Comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais com consumos ou fornecimentos em NT (AT, MT) e BTE	-931	-931	0
	em NT	10	10	0
	em BTE	-16	-16	0
	em BT	-926	-926	0
(+)	Sobreprojeito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	-270	-135	135
<b>B</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT</b>	<b>300 583</b>	<b>300 583</b>	<b>0</b>
(+)	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	293 958	293 958	0
(-)	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à entidade concessionária da RNT por aplicação da tarifa URT, em t-2	-6 625	-6 625	0
<b>C</b>	<b>Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da TOLMC</b>	<b>1 360</b>	<b>1 360</b>	<b>0</b>
(+)	Proveitos permitidos à ADENE no âmbito da atividade OLMC	1 309	1 309	0
(-)	Diferença entre os valores faturados pela E-Redes e os valores pagos à ADENE por aplicação da tarifa OLMC, em t-2	-52	-52	0
<b>D</b>	<b>A + B + C Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte</b>	<b>78 144</b>	<b>-909 953</b>	<b>-988 098</b>
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social em Portugal Continental	-115 136	-115 540	-404

### 3.5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica e da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição são impactados por esta revisão tarifária.

Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização não sofrem alterações em relação à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, não sendo por isso apresentados neste documento. No entanto, o sobreprojeito resultante do agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais, que é recuperado pela atividade de Comercialização, sofreu alterações, sendo apresentado neste capítulo.

### 3.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA

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

A atividade de CVEE comporta a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes e a função de Compra e Venda de Energia Elétrica da Produção em Regime Especial (PRE). A presente revisão tarifária impacta ambas as funções, por via da revisão em alta do preço da energia elétrica, (ver ponto 2.1).

No Quadro 3-11 são apresentados os proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, com alteração da rubrica de custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes. Esta rubrica de custo aumentou em 69,7 milhões de euros, com origem na revisão em alta do custo de aquisição de energia elétrica para 136,62 EUR/MWh (ver Quadro 2-1 e ponto 2.1).

**Quadro 3-11 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes (valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)**

		Unidade 10 <sup>3</sup> EUR		
		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
A = (1) × (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	236 305	306 017	69 712
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	105,50	136,62	31,12
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	2 240	2 240	0
B	Custos de funcionamento afectos à função de CVEE FC, previstos para o ano t	3 461	3 461	0
C	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função de CVEE FC em t-1	-67 433	-67 433	0
D	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de CVEE FC em t-2	-9 335	-9 335	0
E	Ajustamento da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	1 167	1 167	0
<b>F = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pela função de CVEE FC</b>	<b>315 368</b>	<b>385 079</b>	<b>69 712</b>
<b>G = - [(C) + (D) + (E)]</b>	<b>Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados</b>	<b>75 601</b>	<b>75 601</b>	<b>0</b>
<b>H = (F) - (G)</b>	<b>Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE</b>	<b>239 766</b>	<b>309 478</b>	<b>69 712</b>

No caso da função de CVEE da PRE, as alterações introduzidas nas quantidades adquiridas aos PRE (ver ponto 2.2.1) e nos montantes das medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE (ver ponto 2.3), também provocaram alterações nos proveitos a recuperar por esta função. No Quadro 3-8, incluído no ponto 3.4.1 relativo aos proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte do ORD

onde são recuperados os proveitos da função CVEE da PRE, apresenta-se o detalhe de cálculo desagregado por rúbricas, bem como as diferenças em relação aos valores da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021.

### 3.5.2 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DO ACESSO ÀS REDES DE TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO

A atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição transfere os custos com o acesso às redes de transporte, de distribuição e do operador logístico de mudança de comercializador para os clientes do comercializador de último recurso.

É de salientar que estas tarifas são aditivas e que os ajustamentos por aplicação das tarifas de Uso Global do Sistema e de Uso da Rede de Transporte aos Clientes e comercializadores e os valores pagos ao operador da rede de transporte são calculados ao nível da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.

No Quadro 3-12 são apresentados os proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, com alteração da rúbrica de proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para fornecimento dos clientes, com uma redução em 66,9 milhões de euros.

**Quadro 3-12 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

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

	T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, no ano t	165	165	0
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano t	6 124	-60 753	-66 876
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano t	13 622	13 622	0
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano t	83 143	83 143	0
<b>Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano t</b>	<b>103 054</b>	<b>36 177</b>	<b>-66 876</b>

### 3.5.3 ATIVIDADE DE COMERCIALIZAÇÃO

Os proveitos permitidos da atividade de Comercialização não sofrem alterações em relação à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, não sendo por isso apresentados, com exceção do sobreproveito resultante do agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais.

#### **SOBREPROVEITO PELA APLICAÇÃO DA TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS**

Nos termos da legislação em vigor, a tarifa transitória de venda a clientes finais (TTVCF) em baixa tensão especial e em baixa tensão normal não pode sofrer agravamento, por força do disposto no n.º 2 do artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O sobreproveito do agravamento das tarifas transitórias é um valor recuperado pela atividade de comercialização do CUR, que é transferido para o ORD, para ser repercutido nos proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte a recuperar pelas tarifas de uso global do sistema, em benefício de todos os clientes.

Face ao novo enquadramento legal, nesta revisão tarifária excecional o sobreproveito pela aplicação da tarifa transitória de venda a clientes finais tem um valor nulo a partir de 1 julho de 2022, correspondendo a 135 mil euros em base anual, que contrasta com o valor de 270 milhares de euros determinado na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021 (vide Quadro 3-10).

### **3.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS ENTIDADES CONCESSIONÁRIAS DO TRANSPORTE E DISTRIBUIÇÃO DAS REGIÕES AUTÓNOMAS**

A revisão em alta das tarifas de venda ao cliente final nas regiões autónomas resultante desta revisão tarifária excecional impacta o nível da convergência tarifária. Uma vez que o nível de proveitos permitidos destas regiões se mantém em relação ao definido a 15 de dezembro de 2021, o montante de convergência tarifária repercutido na atividade da Gestão Global do Sistema nesta revisão tarifária excecional é inferior.

Esta revisão tarifária altera, também, os custos com a tarifa social nas regiões autónomas, de acordo com o Quadro 3-9 presente no capítulo 3.4.1.

### 3.6.1 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

No Quadro 3-13 verifica-se que os custos com a convergência tarifária na RAA é inferior ao definido em dezembro de 2021 em cerca de 7,1 milhões de euros, correspondente à diferença entre os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa do continente na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) na RAA.

**Quadro 3-13 - Custo com a convergência tarifária na RAA**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

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

		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
<b>A=1-2</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA</b>	<b>58 594</b>	<b>51 450</b>	<b>-7 144</b>
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	150 481	150 481	0
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuição da RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuição da RAA	91 887	99 031	7 144
<b>B=3-4</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>16 954</b>	<b>16 954</b>	<b>0</b>
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	38 866	38 866	0
4	Proveitos obtidos pela aplicação aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA das tarifas de Uso da Rede de Distribuição	21 912	21 912	0
<b>C=5-6</b>	<b>Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA</b>	<b>3 682</b>	<b>3 682</b>	<b>0</b>
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	8 116	8 116	0
6	Proveitos obtidos pela aplicação das tarifas de Comercialização de Redes aos fornecimentos a clientes do SEPA e a entregas a clientes do SENVA e das tarifas de comercialização no SEP aos fornecimentos a clientes do SEPA	4 433	4 433	0
<b>D=A+B+C</b>	<b>Custo da Convergência Tarifária</b>	<b>79 230</b>	<b>72 086</b>	<b>-7 144</b>

### 3.6.2 CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

À semelhança do verificado na RAA, os custos com a convergência tarifária na RAM é inferior ao definido em dezembro de 2021 em cerca de 7,5 milhões de euros, correspondente à diferença entre os proveitos a recuperar com a aplicação da tarifa do continente na atividade de AGS na RAM, conforme se pode observar no Quadro 3-13 - Quadro 3-14.

**Quadro 3-14 - Custo com a convergência tarifária na RAM**  
(valores publicados em dezembro de 2021 e revistos para publicação em junho de 2022)

		Unidade: 10 <sup>3</sup> EUR		
		T2022 (Dez 2021)	T2022 (Jun 2022)	Diferença T2022 (Jun 2022) - T2022 (Dez 2021)
$\tilde{S}M_t^{AGS}$	<b>Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema</b>	<b>50 302</b>	<b>42 843</b>	<b>-7 459</b>
$\tilde{R}_t^{AGS}$	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	149 813	149 813	0
$\tilde{R}_{AGS,t}^{M}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de AGS da RAM	99 511	106 970	7 459
$\tilde{S}RAM_t^{AGS}$		0	0	0
$\tilde{S}M_t^D$	<b>Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica</b>	<b>20 795</b>	<b>20 795</b>	<b>0</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{M,D}$	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 114	46 114	0
$\tilde{R}_{C,j,t}^{M}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	25 319	25 319	0
$\tilde{S}RAM_{j,t}^D$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de DEE da RAM	0	0	0
$\tilde{S}M_t^C$	<b>Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica</b>	<b>454</b>	<b>454</b>	<b>0</b>
$\tilde{R}_{j,t}^{M,C}$	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	5 293	5 293	0
$\tilde{R}_{C,j,t}^{M}$	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor	4 838	4 838	0
$\tilde{S}RAM_{j,t}^C$	Custos com a convergência tarifária da RAM não incorporados na tarifa de Uso Global do Sistema e a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM, imputáveis à atividade de CEE da RAM	0	0	0
$\tilde{R}AM_{Pub,t}$	<b>Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS</b>	<b>71 552</b>	<b>64 093</b>	<b>-7 459</b>



## 4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE 1 DE JULHO DE 2022

### 4.1 DESCRIÇÃO DAS TARIFAS REGULADAS

O Quadro 4-1 e o Quadro 4-2 apresentam as tarifas reguladas cuja fixação compete à ERSE.

Na presente decisão tarifária não são alteradas as tarifas de Operação Logística de Mudança de Comercializador, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

As restantes tarifas são estabelecidas tendo como base a nova estimativa de proveitos para o ano de 2022, com os valores atualizados para o custo da Energia, o diferencial de custo com a produção em regime especial e o diferencial de custo com os contratos de aquisição de energia. O facto das novas tarifas serem aplicadas por um período de 6 meses tem como resultado uma recuperação parcial da nova estimativa de proveitos totais do ano. Desta forma, estas tarifas permitem recuperar no 2.º semestre metade da nova estimativa de custos para 2022, deduzidos da medida mitigadora de 150 milhões de euros. Os desvios decorrentes da aplicação de tarifas distintas no 1.º semestre serão recuperados posteriormente, através dos ajustamentos tarifários previstos no Regulamento Tarifário.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico

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>ORTMAT</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>ORDMAT</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>ORTAT</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>ORDAT</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
<b>Tarifa de Uso da Rede de Distribuição</b>	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
<b>Tarifa de Energia</b>	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 MAT, AT, MT, BTE e BTN	Aprovisionamento de energia elétrica	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTE e BTN, em Portugal continental), nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT e MT em Portugal continental), nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, BTE e BTN nas Regiões Autónomas)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Comercialização</i>	CNT	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 MAT, AT e MT	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT e MT, em Portugal continental), nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT nas Regiões Autónomas)
	CBTE	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 (BTE em Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (BTE nas Regiões Autónomas)
	CBTN	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 (BTN em Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN nas 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</sub> /CUR <sub>BT</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)

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes (cont.)</i>	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
<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	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
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações autónomas de armazenamento</i>	TAR <sub>IAA</sub>	Operadores das redes de distribuição, concessionária do transporte e distribuição da RAA, concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	Instalações autónomas de armazenamento para entregas em MAT, AT, MT e BTE	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia entregue à instalação autónoma de armazenamento

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<b>Tarifa de Venda a Clientes Finais</b>	<b>TVCF<sub>CUR PT</sub></b>	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em 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
	<b>TVCF<sub>CUR RAA</sub></b>	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
	<b>TVCF<sub>CUR RAM</sub></b>	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
	<b>TVCF<sub>Social CUR PT</sub></b>	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
	<b>TVCF<sub>Social CUR RAA</sub></b>	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
	<b>TVCF<sub>Social CUR RAM</sub></b>	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

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<b>Tarifa de Venda a Clientes Finais (fornecimento supletivo)</b>	<b>TVCF<sub>CUR MAT, AT, MT</sub></b>	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Clientes em MAT, AT e MT do comercializador de último recurso em Portugal continental	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.
	<b>TVCF<sub>CUR CUR BT</sub></b>	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Comercializadores a atuar exclusivamente em BT	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização.

Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas do Setor da Mobilidade Elétrica

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<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 abastecimento 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 abastecimento dos comercializadores de eletricidade 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 abastecimento 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 abastecimento 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 não é alterada com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2022](#), de 7 de janeiro, publicada em Diário da República.

## 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 (E-Redes) são aplicadas, nos termos do artigo 29.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.

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 (CIEG) dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), diferencial de custo do agente comercial relativo às centrais da Turbogás e do Pego<sup>23</sup>, custos com a garantia de potência e diferencial de custo 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.

---

<sup>23</sup> O CAE da Central do Pego cessou em novembro de 2021, mas as tarifas de 2022 ainda incorporam custos de anos anteriores.

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 4-3 e no Quadro 4-4 apresentam-se, respectivamente, os preços das parcelas I e II da tarifa de Uso Global do Sistema a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

**Quadro 4-3 - Preços da parcela I 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	0,0012
Horas cheias	0,0012
Horas de vazio normal	0,0012
Horas de super vazio	0,0012

**Quadro 4-4 - Preços da parcela II 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	-0,0023
Horas cheias	-0,0023
Horas de vazio normal	-0,0023
Horas de super vazio	-0,0023

No Quadro 4-5 apresentam-se os preços da tarifa de Uso Global do Sistema, resultantes da adição, termo a termo, dos preços das parcelas I e II, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

**Quadro 4-5 - 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	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	-0,0011
Horas cheias	-0,0011
Horas de vazio normal	-0,0011
Horas de super vazio	-0,0011

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

As tarifas de Uso da Rede de Transporte a aplicar ao operador da rede de distribuição em MT e AT não são alteradas com esta fixação excepcional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2022](#), de 7 de janeiro, publicada em Diário da República.

#### 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 em horas de ponta são convertidos em preços de energia ativa por período horário e que alguns preços de energia ativa 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 não é alterada com esta fixação excepcional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2022](#), de 7 de janeiro, publicada em Diário da República.

#### 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 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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, apresentam-se no Quadro 4-6.

**Quadro 4-6 - Preços da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema, a aplicar às entregas dos operadores da rede de distribuição aos clientes**

USO GLOBAL DO SISTEMA - PARCELA I	PREÇOS
Energia ativa	EUR/kWh
Horas de ponta	0,0012
Horas cheias	0,0012
Horas de vazio normal	0,0012
Horas de super vazio	0,0012

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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, apresentam-se no Quadro 4-7.

**Quadro 4-7 - 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	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
AT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
MT	4	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
BTE	4	0,0014	0,0013	0,0013	0,0013
BTN>	3	0,0014	0,0013	0,0013	
BTN< tri-horárias	3	0,0014	0,0013	0,0013	
BTN bi-horárias	2	0,0013		0,0013	
BTN simples	1	0,0013			

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, na redação vigente, 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): o diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) com preços garantidos, o diferencial de custo com as centrais com contratos de aquisição de energia (CAE), os CMEC, os encargos com a garantia de potência, o diferencial de custo 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>24</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).

O Despacho n.º 1213/2021/SEO, de 21 de setembro de 2021, da Secretária de Estado do Orçamento, estabelece a afetação de 131 455 877 euros à redução do défice tarifário do SEN em 2022. Esse montante é proveniente de saldos de gerência do Fundo Ambiental (FA), no valor de 104 milhões de euros, de saldos de gerência do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético (FSSSE), de 21,8 milhões de euros, e de saldos de gerência da ERSE, apurados no setor elétrico, de 5,7 milhões de euros.

<sup>24</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.

O Despacho conjunto do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática estabelece a afetação global de 508 427 631,24 euros ao diferencial de custo com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS de 2022. Esse montante é proveniente de receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP) até agosto de 2021, com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa no ano de 2021 e com o produto da Contribuição Extraordinária sobre o Setor Energético (CESE) do ano 2021, num total 382 650 370,24 euros, assim como da afetação dos saldos de gerência do FA e do FSSSE, nos termos do Despacho n.º 1213/2021/SEO, no valor de 125 777 261 euros. Estes valores devem ser distribuídos pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, de acordo com as percentagens apresentadas no quadro seguinte.

**Quadro 4-8 - Imputação dos 508 milhões de euros a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, desde 1 de janeiro de 2022**

	MAT	AT	MT
Deduções PRE Renovável;	5,80%	20,00%	74,20%

No âmbito da apresentação da proposta de Orçamento de Estado para 2022 o Governo anunciou a disponibilização de 150 milhões de euros adicionais para a redução das tarifas de Acesso às Redes no 2.º semestre de 2022. No despacho que determina a afetação da verba de 150 milhões de euros ao diferencial de custo com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS a partir de 1 de julho de 2022, assumiu-se a sua distribuição pelos níveis de tensão MAT, AT e MT, de acordo com a proporção do consumo.

**Quadro 4-9 - Imputação dos 150 milhões de euros a deduzir ao diferencial de custo com a PRE renovável, a partir de 1 de julho de 2022**

	MAT	AT	MT
Deduções PRE Renovável;	10,17%	28,40%	61,43%

Na alteração da Portaria n.º 359/2015 à Portaria n.º 332/2012, estabelece-se nos artigos 4.º e 5.º que caso o membro do Governo responsável pela área da energia não publique os despachos relativos aos

parâmetros de imputação dos CIEG, pode a ERSE determinar os respetivos parâmetros por forma a assegurar a estabilidade tarifária.

Neste contexto, nos termos do n.º 4 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, indicam-se no Quadro 4-10 as percentagens de imputação, por nível de tensão ou tipo de fornecimento (j), do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (RA<sub>j</sub>) e do diferencial de custo com os CAE (CAE<sub>j</sub>), que asseguram uma maior estabilidade tarifária numa perspetiva integrada, incluindo os custos de energia e de acesso às redes, nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

**Quadro 4-10 - Imputação do diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas e do diferencial de custo com os CAE**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
RA <sub>j</sub>	-0,849%	8,228%	7,299%	119,616%	79,764%	-114,058%
CAE <sub>j</sub>	-0,849%	8,228%	7,299%	119,616%	79,764%	-114,058%

Nos termos do n.º 5 e do n.º 10 do artigo 5.º da Portaria n.º 332/2012, indicam-se no Quadro 4-11 os fatores de modulação dos CIEG por período horário, que asseguram estabilidade tarifária e consistência dos preços das tarifas de acesso às redes por termo tarifário de energia, tendo em conta também o pagamento pela potência média em horas de ponta, nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

**Quadro 4-11 - Fatores de modulação dos CIEG por período horário**

	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN<
$Kp_j^{CIEG_i}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
$Kc_j^{CIEG_i}$	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000

Para efeitos do n.º 8 e do n.º 9 do artigo 4.º da Portaria n.º 332/2012, os parâmetros  $\alpha$ <sup>25</sup> relativos aos CIEG previstos no referido n.º 8 do artigo 4.º, nas tarifas a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, são os apresentados no Quadro 4-12.

Quadro 4-12 - Parâmetros  $\alpha$ 

	$\alpha$
CAE	0,234
PRE (não DL90/2006)	0,234
Outros CIEG	0,000

No Quadro 4-13 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, no 2.º semestre de 2022.

Quadro 4-13 - Repartição dos CIEG por níveis de tensão ou tipos de fornecimento

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-30,0	-93,5	-282,1	-2,0	-3,6	-331,2	-742,4
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-3,2	-8,6	-19,8	-4,5	-2,8	-31,3	-70,2
Diferencial de custo dos CAE	0,4	-9,7	-11,9	-127,6	-85,7	96,8	-137,7
CMEC	0,5	1,0	4,3	1,5	1,6	24,0	32,9
Garantia de potência	0,1	0,2	0,5	0,1	0,1	0,6	1,6
Diferencial de custo das RA	-0,6	5,6	5,0	81,4	54,3	-77,7	68,1
Estabilidade (DL 165/2008)	3,6	10,1	21,9	4,7	2,5	24,0	66,8
Ajust. de aquisição de energia	2,0	5,7	12,4	2,7	1,4	13,6	37,8
Diferencial extinção TVCF	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,0	-0,2	-0,5
Sobreprovento	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Terrenos	0,3	0,9	2,0	0,4	0,2	2,2	6,1
PPEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>	<b>-26,8</b>	<b>-88,2</b>	<b>-267,9</b>	<b>-43,4</b>	<b>-32,0</b>	<b>-279,2</b>	<b>-737,4</b>

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

<sup>25</sup> É o parâmetro entre zero e um que estabelece o montante do CIEG que é distribuído por nível de tensão ou tipo de fornecimento de forma diretamente proporcional à totalidade da potência contratada para cada nível de tensão ou tipo de fornecimento.

Quadro 4-14 - Preços dos CIEG incluídos na tarifa de Uso Global do Sistema

Unidades: EUR/MWh	MAT			AT			MT			BTE			BTN>			BTN≤		
	Ponta	Cheias	Vazio															
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	-24,3	-24,3	-24,3	-27,1	-27,1	-27,1	-37,8	-37,8	-37,8	-1,3	-1,3	-1,3	-4,3	-4,3	-4,3	-40,5	-40,5	-40,5
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4
Diferencial de custo dos CAE	0,7	0,7	0,7	-2,5	-2,5	-2,5	-1,0	-1,0	-1,0	-78,7	-78,7	-78,7	-98,8	-98,8	-98,8	14,7	14,7	14,7
Garantia de potência	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	0,1
Diferencial de custo das RA	-0,5	-0,5	-0,5	1,6	1,6	1,6	0,7	0,7	0,7	50,8	50,8	50,8	63,8	63,8	63,8	-9,5	-9,5	-9,5
Estabilidade (DL 165/2008)	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Ajust. de aquisição de energia	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
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	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
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>-21,5</b>	<b>-21,5</b>	<b>-21,5</b>	<b>-25,5</b>	<b>-25,5</b>	<b>-25,5</b>	<b>-35,7</b>	<b>-35,7</b>	<b>-35,7</b>	<b>-26,6</b>	<b>-26,6</b>	<b>-26,6</b>	<b>-36,7</b>	<b>-36,7</b>	<b>-36,7</b>	<b>-32,8</b>	<b>-32,8</b>	<b>-32,8</b>

Unidades: EUR/(kW.dia)	MAT	AT	MT	BTE	BTN>	BTN≤
CMEC	0,00364	0,00364	0,00364	0,00364	0,00364	0,00364
Diferencial de custo dos CAE	-0,00352	-0,00352	-0,00352	-0,00352	-0,00352	-0,00352
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	-0,00182	-0,00182	-0,00182	-0,00182	-0,00182	-0,00182
<b>Total</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</b>	<b>-0,0017</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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, apresentam-se no Quadro 4-15.

**Quadro 4-15 - 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	N.º períodos horários	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	-0,0017	-0,0204	-0,0204	-0,0204	-0,0204
AT	4	-0,0017	-0,0243	-0,0243	-0,0244	-0,0244
MT	4	-0,0017	-0,0344	-0,0344	-0,0345	-0,0345
BTE	4	-0,0017	-0,0253	-0,0253	-0,0254	-0,0254
BTN>	3	-0,0017	-0,0354	-0,0354	-0,0355	
BTN< tri-horárias	3	-0,0017	-0,0315	-0,0314	-0,0315	
BTN bi-horárias	2	-0,0017	-0,0314		-0,0315	
BTN simples	1	-0,0017	-0,0314			

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, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, apresentam-se no Quadro 4-16.

**Quadro 4-16 - 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	N.º períodos horários	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	-0,0017	-0,0192	-0,0192	-0,0192	-0,0192
AT	4	-0,0017	-0,0231	-0,0231	-0,0232	-0,0232
MT	4	-0,0017	-0,0332	-0,0332	-0,0333	-0,0333
BTE	4	-0,0017	-0,0239	-0,0240	-0,0241	-0,0241
BTN>	3	-0,0017	-0,0340	-0,0341	-0,0342	
BTN< tri-horárias	3	-0,0017	-0,0301	-0,0301	-0,0302	
BTN bi-horárias	2	-0,0017	-0,0301		-0,0302	
BTN simples	1	-0,0017	-0,0301			

No Quadro 4-17 apresenta-se a desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-16.

**Quadro 4-17 - 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.dia)					
	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
MAT	0,00374	-0,00036	0,00105	0,00036	0,00006	-0,00121
AT	0,00374	-0,00036	0,00105	0,00036	0,00006	-0,00121
MT	0,00374	-0,00036	0,00105	0,00036	0,00006	-0,00121
BTE	0,00374	-0,00036	0,00105	0,00036	0,00006	-0,00121
BTN>	0,00374	-0,00036	0,00105	0,00036	0,00006	-0,00121
BTN< tri-horárias	0,00374	-0,00036	0,00105	0,00036	0,00006	-0,00121
BTN bi-horárias	0,00374	-0,00036	0,00105	0,00036	0,00006	-0,00121
BTN simples	0,00374	-0,00036	0,00105	0,00036	0,00006	-0,00121

#### 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 não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2022](#), de 7 de janeiro, publicada em Diário da República.

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

As tarifas de Uso da Rede de Distribuição em AT, MT e BT não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2022](#), de 7 de janeiro, publicada em Diário da República.

## 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 ativa por período horário e alguns preços de energia são agregados.

### 4.5.1 TARIFA DE ENERGIA

A estrutura dos preços da tarifa 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 2022 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso. 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 2022».

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso, no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTE e BTN, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-18 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1602
	Horas cheias	0,1512
	Horas de vazio normal	0,1305
	Horas de super vazio	0,1171
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1474
	Horas cheias	0,1440
	Horas de vazio normal	0,1271
	Horas de super vazio	0,1238

Os preços da tarifa de Energia convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias apresentam-se no Quadro 4-19.

Quadro 4-19 - Preços da tarifa de Energia nos vários níveis de tensão e opções tarifárias

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º 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
BTE	4	0,1891	0,1756	0,1474	0,1278	0,1740	0,1672	0,1436	0,1351
BTN>	3	0,1830	0,1713	0,1408		0,1830	0,1713	0,1408	
BTN< tri-horárias	3	0,1827	0,1710	0,1409		0,1827	0,1710	0,1409	
BTN bi-horárias	2	0,1745		0,1409		0,1745		0,1409	
BTN simples	1	0,1627				0,1627			

No que se refere aos parâmetros  $\beta_t$  e  $\mu_t$ , previstos no artigo 162.º do Regulamento Tarifário, em 2022 mantêm-se os valores de 2021:

$$\beta_t = 0,5$$

$$\mu_t = 0,01 \text{ €/kWh}$$

#### 4.5.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização aplicáveis pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos em BTE e BTN não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2022](#), de 7 de janeiro, publicada em Diário da República.

#### 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 aos 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.

A estrutura de preços da tarifa de Acesso às Redes a aplicar em 2022 é fortemente condicionada pela evolução da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, cujo valor global é negativo em 2022, e que justifica a significativa redução tarifária observada na tarifa de Acesso às Redes. Uma vez que a tarifa de Uso Global do Sistema apenas é repercutida através da energia ativa e da potência contratada, esta não condiciona os preços de potência em horas de ponta nem os preços de energia reativa.

Não sendo revistas as tarifas de uso da rede de transporte, nem as tarifas de uso da rede de distribuição, os preços de potência em horas de ponta e de energia reativa mantêm-se idênticos entre junho de 2022 e julho de 2022.

Nesta fixação excepcional são igualmente mantidos os preços de potência contratada entre junho de 2022 e julho de 2022, concentrando toda a redução das tarifas de Acesso às Redes nos preços de energia.

O Despacho conjunto do Ministro de Estado e das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática estabeleceu a afetação global de 508 427 631,24 euros ao sobrecusto com a produção em regime especial renovável a repercutir na tarifa de UGS de 2022, a distribuir pelos níveis de tensão MAT, AT e MT. Assim, o Despacho determinou a redução tarifária mais significativa na tarifa de Acesso às Redes nesses níveis de tensão. Na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, a opção tomada na tarifa de Acesso às Redes para os fornecimentos em MAT, AT e MT foi a anulação dos preços de energia ativa em horas cheias, horas de vazio normal e horas de super vazio, com a publicação de preços negativos apenas nos preços de energia ativa em horas de ponta. Essa opção, através do efeito conjugado dos preços da energia ativa em horas de ponta e de potência em horas de ponta, permitiu assegurar que, para todos os perfis de consumo, a faturação da tarifa de Acesso às Redes resultava num valor positivo<sup>26</sup>.

---

<sup>26</sup> Para mais informações, consultar a secção 3.1.2 do documento [“Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022”](#).

Todavia, fruto da redução da tarifa de Uso Global do Sistema, a partir de 1 de julho de 2022, os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, serão negativos, pelo que a faturação média resultará também num valor negativo. Por esse motivo, não é seguida a opção tomada aquando da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021. Efetivamente, os preços de energia ativa retornam à hierarquia habitual, de preços crescentes (horas de super vazio < horas de vazio normal < horas cheias < horas de ponta).

As tarifas de Acesso às Redes são faturadas pelos operadores de redes de distribuição aos comercializadores, podendo a faturação aos comercializadores com carteiras dominantes em MAT, AT e MT ser, na prática, um valor em crédito do comercializador. Face a esta circunstância, de caráter excepcional, a ERSE está a avaliar adaptações que têm que ser efetuadas na sua regulamentação de relacionamento comercial entre operadores das redes de distribuição e comercializadores, nomeadamente ao nível das condições gerais dos contratos de acesso às redes e das garantias a prestar neste âmbito. Para estas últimas (regime de garantias) foi concretizada uma consulta de interessados para se adotar um regime excepcional relativo à constituição de garantias, no sentido de salvaguardar a inexistência de obrigação de constituição de garantia por parte dos operadores de rede e, por outro lado, estabilizar a garantia exigível aos agentes, de modo a evitar a sua variação abrupta.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

**Quadro 4-20 - Preços das tarifas de Acesso às Redes**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0551
	Contratada	0,0026
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0185
	Horas cheias	-0,0186
	Horas de vazio normal	-0,0187
	Horas de super vazio	-0,0187
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1241
	Contratada	0,0005
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0213
	Horas cheias	-0,0215
	Horas de vazio normal	-0,0220
	Horas de super vazio	-0,0220
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2198
	Contratada	0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0287
	Horas cheias	-0,0293
	Horas de vazio normal	-0,0308
	Horas de super vazio	-0,0308
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4736
	Contratada	0,0197
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0135
	Horas cheias	-0,0150
	Horas de vazio normal	-0,0178
	Horas de super vazio	-0,0193
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0108
	Capacitiva	0,0083

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	0,7232
	34,5	0,9040
	41,4	1,0848
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0919
	Horas cheias	-0,0099
	Horas de vazio	-0,0284

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ( $\leq$ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0301
	2,3	0,0603
	3,45	0,0904
	4,6	0,1205
	5,75	0,1507
	6,9	0,1808
	10,35	0,2712
	13,8	0,3616
	17,25	0,4520
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0019
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0090
	Horas de vazio	-0,0244
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0894
	Horas cheias	-0,0121
	Horas de vazio	-0,0244

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN ( $IP \leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0262
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0919
	Horas cheias	-0,0099
	Horas de vazio	-0,0284

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0262
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0019
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0090
	Horas de vazio	-0,0244
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0894
	Horas cheias	-0,0121
	Horas de vazio	-0,0244

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. A partir de 1 de julho de 2022, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos custos de interesse económico geral são os seguintes:

**Quadro 4-21 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos custos de interesse económico geral**

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	128%
AT	154%
MT	232%
BTE	-132%
BTN > 20,7 kVA	-158%
BTN ≤ 20,7 kVA	-116%

#### 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 em MT e AT. Assim, 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.

O Regulamento Tarifário prevê no n.º 6 do artigo 28.º a possibilidade de diferenciar as tarifas de Acesso às Redes a aplicar aos ORD BT por tipo de operador de rede em função das suas entregas em BT. Esta opção permite, entre outros aspetos, contemplar o tema do diferencial dos CIEG, na medida em que nem todos os ORD BT apresentam a mesma estrutura de consumos em BT, entre os níveis de BTE, BTN> e BTN<. Tendo em conta a presente situação dos preços de energia no mercado grossista, e embora desconhecendo a estrutura de consumos de cada um dos ORD BT, a ERSE, recorrendo a informação sobre a estrutura de clientes ligados aos ORD BT <sup>27</sup>, estimou uma estrutura de consumos que se perspetiva ser mais aderente à realidade dos ORD BT, a qual se apresenta no quadro seguinte. Estas entregas, por tipo de fornecimento em BT, são ajustadas para perdas até à saída da rede de MT.

---

<sup>27</sup> A informação ao dispor da ERSE sobre os ORD BT caracteriza o número de clientes para diferentes valores de potência contratada de um dos maiores ORD BT.

**Quadro 4-22 - Estrutura das entregas a clientes ligados aos ORD BT**

Tipo de fornecimento	Proporção da procura (% de energia ativa)
BTE	8,5%
BTN>	9,7%
BTN<	81,8%

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, apresentam-se no quadro seguinte:

**Quadro 4-23 - 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 CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2198
	Contratada	0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0226
	Horas cheias	-0,0235
	Horas de vazio normal	-0,0257
	Horas de super vazio	-0,0257
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

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 4-24.

#### Quadro 4-24 - 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 CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT									
Tarifas por Atividade	Nº períodos horários	Potência EUR/(kW.dia)		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	Indutiva	Capacitiva
Uso Global do Sistema	4	-	-0,0017	-0,0271	-0,0274	-0,0282	-0,0282	-	-
Uso da Rede de Transporte em AT	4	0,1120	-	0,0010	0,0009	0,0007	0,0007	-	-
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,0216	-	0,0009	0,0008	0,0005	0,0005	-	-
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	0,0862	0,0178	0,0026	0,0022	0,0013	0,0013	0,0015	0,0011
Operação Logística de Mudança de Comercializador	-	-	0,0000	-	-	-	-	-	-

#### 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, nomeadamente limitando-os aos projetos em que a unidade de produção para autoconsumo (UPAC) se encontrasse no mesmo nível de tensão da instalação de utilização (IU) e em que houvesse um sistema de contagem inteligente instalado. A partir de 1 de janeiro de 2021 todos os projetos previstos legalmente foram incluídos, nomeadamente 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, de acordo com o Decreto-Lei n.º 162/2019 [art. 32.º n.º 2]. A primeira versão do RAC foi, entretanto, revogada, estando atualmente em vigor o Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio, cujas regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal em vigor.

No início deste ano, o regime do autoconsumo foi integrado no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, que estabelece a organização e o funcionamento do Sistema Elétrico Nacional, transpondo a Diretiva (UE) 2019/944 e a Diretiva (UE) 2018/2001, e revogando o Decreto Lei n.º 162/2019.

O autoconsumo é definido como «o consumo assegurado por energia elétrica produzida por uma ou mais UPAC [Unidades de Produção para Autoconsumo] e realizado por um ou mais autoconsumidores de energia renovável» [DL 15/2022, art.º 3.º, alínea e)]. O autoconsumo pode ser realizado em autoconsumo individual, quando o autoconsumo é para consumo numa única instalação elétrica de utilização (IU), ou em autoconsumo coletivo, caso o autoconsumo seja para consumo em duas ou mais IU [art.º 3.º, alínea f)]. Em qualquer destas opções está subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo, sendo que a interligação entre estas pode ser realizada por intermédio de redes internas, linhas diretas ou mesmo através da rede elétrica de serviço público (RESP) [art. 3.º, alínea f)].

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 88, n.º 2, alínea d)], tendo em consideração o estabelecido no diploma [art.º 212.º]:

- Correspondem às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo no 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).

Com a reformulação do RT, as matérias relativos às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT <sup>28</sup>.

---

<sup>28</sup> No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

#### 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.

Com a recente reformulação do RT, a ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP passa a ser considerada para efeitos de cálculo, através de um fator, que varia entre 0 e 1, aplicado à dedução das tarifas de Uso das Redes dos respetivos níveis de tensão a montante [RT, art.º 61.º, n.º 2]. Este fator é determinado anualmente pela ERSE [art.º 61.º, n.º 4]. A determinação do fator considera os estudos de caracterização da ocorrência de situações de inversão de fluxo entre níveis de tensão nas redes, estabelecido no Regulamento do Autoconsumo de Energia Elétrica [RAC, art.º 54.º, n.º 3] e tem em conta os critérios de determinação da ocorrência de situações de inversão de fluxo, a aprovar pela ERSE, após proposta da entidade concessionária da RND.

Até ao momento, a ERSE tem conhecimento de apenas dois projetos de autoconsumo que envolvem a utilização da RESP para veicular energia elétrica entre UPAC e IU. Adicionalmente, da análise à informação da E-REDES quanto a situações de inversão de fluxo nas suas redes <sup>29</sup>, a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, tal como na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, mantém-se para 2022 a opção tomada em 2020 e 2021, de não considerar eventuais situações de inversão na determinação dos preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. O fator mencionado anteriormente assume, portanto, o valor de 1.

#### 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)].

---

<sup>29</sup> Sugere-se a consulta do documento com a estrutura tarifária do setor elétrico em 2022, publicado em 15 de dezembro de 2021, para maior detalhe. Disponível em <https://www.erse.pt/media/s3mdkbcx/estrutura-tarif%C3%A1ria-se-2022.pdf>.

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.

Em 22 de outubro, foi publicado uma alteração ao referido Despacho, através do Despacho n.º 10376/2021. Neste diploma, o Governo prorroga por um ano (2022) o prazo para os projetos de autoconsumo licenciados e/ou registados, que envolvam a utilização da rede pública, poderem beneficiar da referida isenção. Em tudo o demais, mantém em vigor o previsto no Despacho n.º 6453/2020.

De notar que, a partir de 1 de julho de 2022, os CIEG têm sinal negativo em todos os níveis de tensão/tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BTN<), pelo que não há encargos correspondentes aos CIEG. Consequentemente, as deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados, assumem o valor zero no semestre, conforme consta nos Quadro 4-25 e Quadro 4-26. Caso contrário, dar-se-ia o caso de os projetos de autoconsumo que beneficiam de isenção pagarem mais do que os projetos sem isenção.

**Quadro 4-25 - 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			
	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
AT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTN>	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN< tri-horárias	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN bi-horárias	0,0000		0,0000	
BTN simples	0,0000			

**Quadro 4-26 - 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			
	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
AT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTN>	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN< tri-horárias	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN bi-horárias	0,0000		0,0000	
BTN simples	0,0000			

#### 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 instalação de consumo participante em autoconsumo [RT, art.º 59.º, n.º 6] 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 fornecido à instalação de consumo participante em autoconsumo, por um comercializador [RT, art.º 59.º, n.º 6 e n.º 8].

As tarifas são compostas por: i) preços de potência em horas de ponta, definidos em Euros por kW, por dia; ii) preços de energia ativa, definidos em Euros por kWh [RT, art.º 59.º, n.º 1]. As tarifas em BTN são compostas apenas por preços de energia ativa [RT, art.º 59.º, n.º 4]. 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 instalação de consumo, quando aplicável [RAC, art.º 47.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 <sup>30</sup>.

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 aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, são as constantes do Quadro 4-27 ao Quadro 4-29. As tarifas do Quadro 4-27 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.

Alguns dos preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo têm preços negativos, pelo que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, calculadas a partir das primeiras, podem também ter preços negativos. Além do mais, da aplicação da dedução das tarifas de uso das redes dos níveis de tensão a montante da ligação da UPAC podem resultar valores negativos em alguns dos preços.

Convém referir que a existência de preços negativos em 2022, que decorrem dos preços negativos da tarifa de Uso Global do Sistema verificado no presente ano, não são garante de que, em anos futuros, estas tarifas para o autoconsumo que utiliza a RESP também tenham preços negativos.

As tarifas do Quadro 4-28, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, aplicam-se aos autoconsumidores individuais que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG e as tarifas do Quadro 4-29, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, aplicam-se às EGAC, no caso de projetos que beneficiem de 100% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG. Os preços destes quadros são idênticos aos do Quadro 4-29, uma vez que não há encargos de CIEG a deduzir, tal como referido acima.

Note-se que, que as tarifas aplicáveis dependem do nível de tensão da instalação de consumo participante em autoconsumo (IC) e também do nível de tensão da instalação de produção para autoconsumo (IPr) <sup>31</sup>.

---

<sup>30</sup> No caso de haver excedentes da UPAC (energia não atribuída ao consumo da IU), esses excedentes podem ser transacionados. Note-se que, desde 1 de janeiro de 2022, já não se aplica a estas quantidades a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores.

<sup>31</sup> Com a reformulação do RAC e, posteriormente, do RT, as designações alteraram-se ligeiramente face ao ano de 2021. A «instalação de utilização» corresponde, agora, à «instalação de consumo participante em autoconsumo» e a «unidade de produção para autoconsumo» corresponde à «instalação de produção para autoconsumo». Os casos particulares, relativos,

Por esse motivo, os quadros abaixo fazem referência ao nível de tensão e opção de fornecimento da IC, assim como ao nível de tensão da IPr. De notar que, nas situações em que a ligação da IPr se encontre num nível de tensão a jusante do nível de tensão de ligação da IC, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem às determinadas para a situação em que o nível de tensão de ligação da IPr é idêntico ao da IC, sem ocorrência de inversão de fluxo entre níveis de tensão, conforme o RT [art.º 61.º, n.º 6].

---

nomeadamente, a instalações de armazenamento, são detalhados no RAC, assim como no documento justificativo e relatório da respetiva [Consulta Pública n.º 93](#).

**Quadro 4-27 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo 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						
Nível de tensão e opção tarifária da IC	Nível de tensão da IPr	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	0,0551	-0,0185	-0,0186	-0,0187	-0,0187
AT	AT	0,0173	-0,0222	-0,0223	-0,0227	-0,0227
	MAT	0,1241	-0,0213	-0,0215	-0,0220	-0,0220
MT	MT	0,0862	-0,0306	-0,0310	-0,0320	-0,0320
	AT	0,1078	-0,0297	-0,0302	-0,0315	-0,0315
	MAT	0,2198	-0,0287	-0,0293	-0,0308	-0,0308
BTE	BT	0,2021	-0,0184	-0,0193	-0,0206	-0,0221
	MT	0,3258	-0,0156	-0,0169	-0,0192	-0,0207
	AT	0,3497	-0,0146	-0,0160	-0,0186	-0,0201
	MAT	0,4736	-0,0135	-0,0150	-0,0178	-0,0193
BTN>	BT	n.a.	-0,0132	-0,0142	-0,0312	
	MT		0,0353	-0,0118	-0,0298	
	AT		0,0451	-0,0109	-0,0292	
	MAT		0,0919	-0,0099	-0,0284	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,0156	-0,0164	-0,0272	
	MT		0,0328	-0,0140	-0,0258	
	AT		0,0426	-0,0131	-0,0252	
	MAT		0,0894	-0,0121	-0,0244	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,0171		-0,0272	
	MT		-0,0047		-0,0258	
	AT		-0,0019		-0,0252	
	MAT		0,0090		-0,0244	
BTN simples	BT	n.a.	-0,0204			
	MT		-0,0116			
	AT		-0,0095			
	MAT		-0,0019			

**Quadro 4-28 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo 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						
Nível de tensão e opção tarifária da IC	Nível de tensão da IPr	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	0,0551	-0,0185	-0,0186	-0,0187	-0,0187
AT	AT	0,0173	-0,0222	-0,0223	-0,0227	-0,0227
	MAT	0,1241	-0,0213	-0,0215	-0,0220	-0,0220
MT	MT	0,0862	-0,0306	-0,0310	-0,0320	-0,0320
	AT	0,1078	-0,0297	-0,0302	-0,0315	-0,0315
	MAT	0,2198	-0,0287	-0,0293	-0,0308	-0,0308
BTE	BT	0,2021	-0,0184	-0,0193	-0,0206	-0,0221
	MT	0,3258	-0,0156	-0,0169	-0,0192	-0,0207
	AT	0,3497	-0,0146	-0,0160	-0,0186	-0,0201
	MAT	0,4736	-0,0135	-0,0150	-0,0178	-0,0193
BTN>	BT	n.a.	-0,0132	-0,0142	-0,0312	
	MT		0,0353	-0,0118	-0,0298	
	AT		0,0451	-0,0109	-0,0292	
	MAT		0,0919	-0,0099	-0,0284	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,0156	-0,0164	-0,0272	
	MT		0,0328	-0,0140	-0,0258	
	AT		0,0426	-0,0131	-0,0252	
	MAT		0,0894	-0,0121	-0,0244	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,0171		-0,0272	
	MT		-0,0047		-0,0258	
	AT		-0,0019		-0,0252	
	MAT		0,0090		-0,0244	
BTN simples	BT	n.a.	-0,0204			
	MT		-0,0116			
	AT		-0,0095			
	MAT		-0,0019			

**Quadro 4-29 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo 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						
Nível de tensão e opção tarifária da IC	Nível de tensão da IPr	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
			Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	MAT	0,0551	-0,0185	-0,0186	-0,0187	-0,0187
AT	AT	0,0173	-0,0222	-0,0223	-0,0227	-0,0227
	MAT	0,1241	-0,0213	-0,0215	-0,0220	-0,0220
MT	MT	0,0862	-0,0306	-0,0310	-0,0320	-0,0320
	AT	0,1078	-0,0297	-0,0302	-0,0315	-0,0315
	MAT	0,2198	-0,0287	-0,0293	-0,0308	-0,0308
BTE	BT	0,2021	-0,0184	-0,0193	-0,0206	-0,0221
	MT	0,3258	-0,0156	-0,0169	-0,0192	-0,0207
	AT	0,3497	-0,0146	-0,0160	-0,0186	-0,0201
	MAT	0,4736	-0,0135	-0,0150	-0,0178	-0,0193
BTN>	BT	n.a.	-0,0132	-0,0142	-0,0312	
	MT		0,0353	-0,0118	-0,0298	
	AT		0,0451	-0,0109	-0,0292	
	MAT		0,0919	-0,0099	-0,0284	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	-0,0156	-0,0164	-0,0272	
	MT		0,0328	-0,0140	-0,0258	
	AT		0,0426	-0,0131	-0,0252	
	MAT		0,0894	-0,0121	-0,0244	
BTN bi-horária	BT	n.a.	-0,0171		-0,0272	
	MT		-0,0047		-0,0258	
	AT		-0,0019		-0,0252	
	MAT		0,0090		-0,0244	
BTN simples	BT	n.a.	-0,0204			
	MT		-0,0116			
	AT		-0,0095			
	MAT		-0,0019			

#### 4.9 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento (instalações que estão licenciadas para esse efeito) foram introduzidas na reformulação do RT <sup>32</sup>.

Estas tarifas resultam das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao consumo deduzidos dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica [RT, art.º 64.º]. Esta dedução evita um duplo pagamento de CIEG (nas fases de consumo intermédio para armazenamento e no consumo final pelo cliente), garantindo-se, contudo, o pagamento das tarifas de uso das redes (transporte e distribuição).

A estrutura e discriminação horária destas tarifas seguem as das tarifas de Acesso às Redes a partir das quais são construídas [RT, art.º 65.º].

De notar que, a partir de 1 de julho de 2022, e para todos os níveis de tensão/tipos de fornecimento (MAT, AT, MT, BTE, BTN> e BT<), os CIEG têm sinal negativo em termos médios, pelo que não há encargos correspondentes. Consequentemente, as deduções dos encargos correspondentes aos CIEG estabelecidos em legislação específica são nulas, conforme consta do Quadro 4-25. Caso contrário, dar-se-ia o caso de as instalações autónomas de armazenamento pagarem mais do que as instalações de consumo final.

---

<sup>32</sup> No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

**Quadro 4-30 - Montantes de CIEG a deduzir para cálculo das Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis a instalações autónomas de armazenamento**

CIEG A DEDUZIR PARA CÁLCULO DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES DAS INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO					
Níveis de tensão e opções tarifárias	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
AT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
MT	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTE	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
BTN>	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN< tri-horárias	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
BTN bi-horárias	0,0000	0,0000		0,0000	
BTN simples	0,0000	0,0000			

As tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, são as constantes do Quadro 4-31. Uma vez que não são deduzidos quaisquer encargos CIEG, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento são idênticas às tarifas de Acesso às Redes, constantes na secção 4.6.

**Quadro 4-31 - Preços das tarifas de Acesso às Redes a aplicar às instalações autónomas de armazenamento**

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,0551
Contratada		0,0026
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		-0,0185
Horas cheias		-0,0186
Horas de vazio normal		-0,0187
Horas de super vazio		-0,0187
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1241
	Contratada	0,0005
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0213
	Horas cheias	-0,0215
	Horas de vazio normal	-0,0220
	Horas de super vazio	-0,0220
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0014
	Capacitiva	0,0010

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2198
	Contratada	0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0287
	Horas cheias	-0,0293
	Horas de vazio normal	-0,0308
	Horas de super vazio	-0,0308
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0015
	Capacitiva	0,0011

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÓNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4736
	Contratada	0,0197
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	-0,0135
	Horas cheias	-0,0150
	Horas de vazio normal	-0,0178
	Horas de super vazio	-0,0193
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0108
	Capacitiva	0,0083

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÔNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	0,7232
	34,5	0,9040
	41,4	1,0848
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0919
	Horas cheias	-0,0099
	Hora vazio	-0,0284

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR A INSTALAÇÕES AUTÔNOMAS DE ARMAZENAMENTO EM BTN ( $\leq$ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0301
	2,3	0,0603
	3,45	0,0904
	4,6	0,1205
	5,75	0,1507
	6,9	0,1808
	10,35	0,2712
	13,8	0,3616
	17,25	0,4520
20,7	0,5424	
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0019
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0090
	Horas de vazio	-0,0244
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0894
	Horas cheias	-0,0121
	Hora vazio	-0,0244

#### 4.10 TARIFAS APLICÁVEIS À 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 [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].

Com a reformulação do RT, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos passaram a constar do RT, o mesmo

sucedendo com as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM <sup>33</sup>. As tarifas da entidade gestora da rede de mobilidade elétrica (EGME), do âmbito estrito do setor da mobilidade elétrica, mantêm-se no RME e são alvo de processo autónomo <sup>34</sup>.

O RT estabelece as seguintes tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica [art.º 56.º]:

- Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas 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.
- Tarifa de Acesso às Redes 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.

O RT estabelece ainda tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, aplicáveis pelas respetivas concessionárias, para aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) para carregamentos nas regiões autónomas. Estas tarifas são as seguintes [art.º 109.º]:

- Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela concessionária do transporte e distribuição da RAA aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.
- Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAM, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

#### 4.10.1 TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica aplicam-se às entregas aos UVE [RT, art.º 56.º, n.º 1]. Estas tarifas são faturadas pelos ORD aos comercializadores do setor elétrico (CSE) que aprovisionem os CEME com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica e aos

---

<sup>33</sup> No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico. Anteriormente, constavam do Regulamento da Mobilidade Elétrica (RME), aprovado pela ERSE [Regulamento n.º 854/2019, de 4 de novembro, alterado pelo Regulamento n.º 103/2021, de 1 de fevereiro].

<sup>34</sup> Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

agentes de mercado com entregas em pontos de carregamento integrados na rede de mobilidade elétrica [RME, art.º 9.º, n.º 2].

Conforme referido, 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. Esta separação 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 o seguinte [RT, art.º 56.º, n.º 3 e n.º 4]:

- Tarifa de Acesso às Redes 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 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 [RT, art.º 57.º, nº 1 e n.º 3].

A estrutura de preços destas tarifas apresenta diferenciação horária (bi-horária e tri-horária), o que 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 [RT, art.º 57.º, n.º 5].

A estrutura constituída unicamente por 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.

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.

Na sequência da consulta pública de reformulação do RT <sup>35</sup>, a conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa passa a ser feita com diferenciação dos preços de energia por período horário <sup>36</sup>.

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

As tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica, aplicáveis a todas as entregas da rede de mobilidade elétrica a UVE, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, são as constantes do Quadro 4-32 e do Quadro 4-33.

**Quadro 4-32 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes 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		PREÇOS
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MT		
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,0953
	Horas cheias	-0,0054
	Horas de vazio	-0,0215
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0164
	Horas de vazio	-0,0215

<sup>35</sup> [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do setor elétrico.

<sup>36</sup> A análise subjacente encontra-se detalhada no documento com a estrutura tarifária do setor elétrico em 2022, publicado em 15 de dezembro de 2021. Disponível em <https://www.erse.pt/media/s3mdkbcx/estrutura-tarif%C3%A1ria-se-2022.pdf>.

**Quadro 4-33 - Preços da Tarifa de Acesso às Redes 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	0,1103
	Horas cheias	0,0088
	Horas de vazio	-0,0180
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0299
	Horas de vazio	-0,0180

As repartições pelas várias tarifas por atividade dos preços das tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica nas entregas da rede de mobilidade elétrica aos UVE convertidos nos vários níveis de tensão e opções tarifárias, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, apresentam-se no Quadro 4-34 e no Quadro 4-35.

**Quadro 4-34 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes 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	-0,0098	-0,0098	-0,0244
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0468	0,0010	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0098	0,0009	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0484	0,0024	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0150	0,0142	0,0035
OLMC	0,0001	0,0001	0,0001

**Quadro 4-35 - Preços das Tarifas de Acesso às Redes 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	-0,0098	-0,0244
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0109	0,0008
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0028	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0124	0,0014
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0135	0,0035
OLMC	0,0001	0,0001

#### 4.10.2 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 [RT, art.º 109.º]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nas regiões <sup>37</sup>.

Estas tarifas são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh [RT, art.º 110.º e art.º 111.º]. 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.

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.

<sup>37</sup> Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

A tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA e a tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, constam do Quadro 4-36 e do Quadro 4-37, respetivamente.

**Quadro 4-36 - 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	0,1893
	Horas cheias	0,1776
	Horas de vazio	0,1476
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1811
	Horas de vazio	0,1476

**Quadro 4-37 - 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	0,1893
	Horas cheias	0,1776
	Horas de vazio	0,1476
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1811
	Horas de vazio	0,1476

#### 4.11 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 de Venda 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.

Foi também 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.

A Lei n.º 2/2020, de 31 de março, que aprovou o Orçamento de Estado para 2020, estabeleceu 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 2022 as tarifas transitórias aplicam-se aos fornecimentos em BTE e BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias em MAT, AT e MT.

As tarifas transitórias em BTE e BTN são determinadas pela soma das tarifas de Energia, pelas tarifas de Comercialização e pelas tarifas de Acesso às Redes. De acordo com o disposto no n.º 2 do artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, não são aplicados fatores de agravamento às tarifas transitórias em BTE e BTN.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTE e BTN a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

Quadro 4-38 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTE		PREÇOS	
Termo tarifário fixo		EUR/dia	
		0,7010	
Potência		EUR/(kW.dia)	
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,4941	
	Contratada	0,0251	
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,6412	
	Contratada	0,0453	
Energia ativa		EUR/kWh	
Tarifa de médias utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,2185
		Horas cheias	0,1491
		Horas de vazio normal	0,1031
		Horas de super vazio	0,0913
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,2157
		Horas cheias	0,1460
		Horas de vazio normal	0,1025
		Horas de super vazio	0,0919
Tarifa de longas utilizações	Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1773
		Horas cheias	0,1456
		Horas de vazio normal	0,0991
		Horas de super vazio	0,0874
	Períodos II, III	Horas de ponta	0,1740
		Horas cheias	0,1444
		Horas de vazio normal	0,0976
		Horas de super vazio	0,0886
Energia reativa		EUR/kvarh	
		Indutiva	0,0108
		Capacitiva	0,0083

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa de médias utilizações	27,6	1,2221
	34,5	1,5202
	41,4	1,8184
Tarifa de longas utilizações	27,6	2,2551
	34,5	2,8136
	41,4	3,3721
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2777
	Horas cheias	0,1516
	Horas de vazio	0,0880
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2386
	Horas cheias	0,1425
	Horas de vazio	0,0870

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri- horária	3,45	0,1662
	4,6	0,2163
	5,75	0,2661
	6,9	0,3160
	10,35	0,4656
	13,8	0,6152
	17,25	0,7647
	20,7	0,9143
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1542
Tarifa bi- horária	Horas de fora de vazio	0,1868
	Horas de vazio	0,1017
Tarifa tri- horária	Horas de ponta	0,2277
	Horas cheias	0,1652
	Horas de vazio	0,1017

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0791
		2,3	0,1315
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1496
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1868
		Horas de vazio	0,1017
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2277
		Horas cheias	0,1652
		Horas de vazio	0,1017

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ( $>20,7$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
	Tarifa tri-horária	27,6	1,0132
		34,5	1,2664
		41,4	1,5193
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2923
		Horas cheias	0,1565
		Horas de vazio	0,0897

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL (≤20,7 kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		EUR/dia	
Tarifa simples	3,45	0,0803	
	4,6	0,1120	
	5,75	0,1437	
	6,9	0,1754	
	10,35	0,2647	
	13,8	0,3557	
	17,25	0,4447	
	20,7	0,5374	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,1629
		4,6	0,2079
		5,75	0,2516
		6,9	0,2985
		10,35	0,3984
		13,8	0,4885
17,25		0,5765	
20,7	0,6686		
Energia ativa		EUR/kWh	
Tarifa simples		0,1742	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1994	
	Horas de vazio	0,1058	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3161	
	Horas cheias	0,1702	
	Horas de vazio	0,1058	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(kW.dia)
Tarifa de médias utilizações		0,0441
Tarifa de longas utilizações		0,0816
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2777
	Horas cheias	0,1516
	Horas de vazio	0,0880
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2386
	Horas cheias	0,1425
	Horas de vazio	0,0870

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(kW.dia)
		0,0488
Energia ativa		EUR/kWh
	Tarifa simples	0,1542
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1868
	Horas de vazio	0,1017
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2277
	Horas cheias	0,1652
	Horas de vazio	0,1017

Em 2022, mantém-se em vigor o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto <sup>38</sup>, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação da Portaria n.º 6/2021, de 6 de janeiro e operacionalizado pela Diretiva n.º 1/2018, de 3 de janeiro. Assim, as faturas dos comercializadores devem incluir o conteúdo mínimo a publicitar relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado.

#### 4.12 TARIFAS A APLICAR PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

De acordo com o estabelecido no Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [artigo 140.º], aos clientes cujo comercializador tenha ficado impedido de exercer a atividade de comercialização de eletricidade e aos fornecimentos em locais onde não exista oferta dos comercializadores de eletricidade em regime de mercado, pelo tempo que esta ausência se mantenha, o CUR tem a obrigação legal de garantir o fornecimento.

As situações descritas anteriormente integram o conceito de fornecimento supletivo pelo comercializador de último recurso o qual, nos termos no n.º 6, do artigo 26.º, do Regulamento Tarifário, aplica as tarifas transitórias vigentes e, após a extinção destas, o preço equivalente à soma das parcelas relevantes da tarifa que serve de base ao cálculo da tarifa social de Venda a Clientes Finais.

<sup>38</sup> Também o artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, prevê a aplicação do regime equiparado até 2025, para fornecimento de eletricidade aos clientes finais de BTN.

Adicionalmente, estas tarifas são aplicáveis em todas as situações em que, após a extinção da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais do respetivo nível de tensão, os clientes continuem a ser fornecidos pelo CUR.

#### 4.12.1 TARIFA DE ENERGIA A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo CUR, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, no âmbito do n.º 6, do artigo 26.º do RT apresentam-se no quadro seguinte. Esta tarifa poderá ser revista trimestralmente, devido ao mecanismo de adequação da tarifa de energia referido no ponto 4.5.1.

**Quadro 4-39 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo**

PREÇOS DA TARIFA DE ENERGIA									
Níveis de tensão e opções tarifárias	N.º períodos horários	Energia ativa EUR/kWh							
		Períodos I e IV				Períodos II e III			
		Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio	Horas de super vazio
MAT	4	0,1595	0,1506	0,1300	0,1166	0,1468	0,1434	0,1266	0,1233
AT	4	0,1629	0,1536	0,1321	0,1184	0,1499	0,1462	0,1287	0,1252
MT	4	0,1710	0,1604	0,1365	0,1218	0,1573	0,1527	0,1330	0,1287

#### 4.12.2 TARIFA DE COMERCIALIZAÇÃO A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

As tarifas de Comercialização aplicáveis pelo comercializador de último recurso no âmbito do fornecimento supletivo não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 3/2022](#), de 7 de janeiro, publicada em Diário da República.

#### 4.12.3 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

Os preços da tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR, no âmbito do n.º 6 do artigo 26.º do RT, para os fornecimentos em MAT, AT e MT são os referidos no ponto 4.6.

Para os fornecimentos do CUR aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes apresentadas no ponto 4.7.

#### 4.12.4 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO AOS CLIENTES EM MAT, AT E MT

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT e MT estão extintas, pelo que para os fornecimentos nestes níveis de tensão o CUR deverá aplicar uma tarifa de Venda a Clientes Finais que resulta da soma da tarifa de Energia (ponto 4.12.1), da tarifa de Comercialização (ponto 4.12.2) e da tarifa de Acesso às Redes (ponto 4.6), associadas a cada um destes níveis de tensão.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar aos clientes do CUR, no âmbito do n.º 6 do artigo 26.º do RT, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022.

**Quadro 4-40 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em MAT, no âmbito do fornecimento supletivo**

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MAT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3276
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0551
	Contratada	0,0026
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1420
	Horas cheias	0,1330
	Horas de vazio normal	0,1123
	Horas de super vazio	0,0989
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1293
	Horas cheias	0,1258
	Horas de vazio normal	0,1089
	Horas de super vazio	0,1056
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

**Quadro 4-41 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em AT, no âmbito do fornecimento supletivo**

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM AT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3276
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,1241
Contratada		0,0005
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1426
	Horas cheias	0,1331
	Horas de vazio normal	0,1111
	Horas de super vazio	0,0974
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1296
	Horas cheias	0,1257
	Horas de vazio normal	0,1077
	Horas de super vazio	0,1042
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0014
Capacitiva		0,0010

**Quadro 4-42 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR aos clientes em MT, no âmbito do fornecimento supletivo**

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3276
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,2198
Contratada		0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1433
	Horas cheias	0,1321
	Horas de vazio normal	0,1067
	Horas de super vazio	0,0920
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1296
	Horas cheias	0,1244
	Horas de vazio normal	0,1032
	Horas de super vazio	0,0989
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0015
Capacitiva		0,0011

**4.12.5 TARIFA A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO AOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO A ATUAR EXCLUSIVAMENTE EM BT**

Com a extinção das tarifas transitórias em MT, deixa de haver referência de preço para efeitos da compra e venda de energia entre o CUR e o CUR exclusivamente em BT. Neste contexto, o CUR aplica aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT uma tarifa que resulta da soma da tarifa de Energia em MT (ponto 4.12.1), da tarifa de Comercialização em MT (ponto 4.12.2) e da tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos CUR a atuar exclusivamente em BT (ponto 4.7).

No quadro seguinte apresenta-se os preços da tarifa aplicar pelo CUR aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do n.º 6 do artigo 26.º do RT, a vigorarem a partir do dia 1 de julho de 2022.

**Quadro 4-43 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo**

TARIFA A APLICAR AOS CUR EXCLUSIVAMENTE EM BT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3276
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,2198
Contratada		0,0161
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1494
	Horas cheias	0,1379
	Horas de vazio normal	0,1118
	Horas de super vazio	0,0971
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1357
	Horas cheias	0,1302
	Horas de vazio normal	0,1083
	Horas de super vazio	0,1040
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0015
Capacitiva		0,0011

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

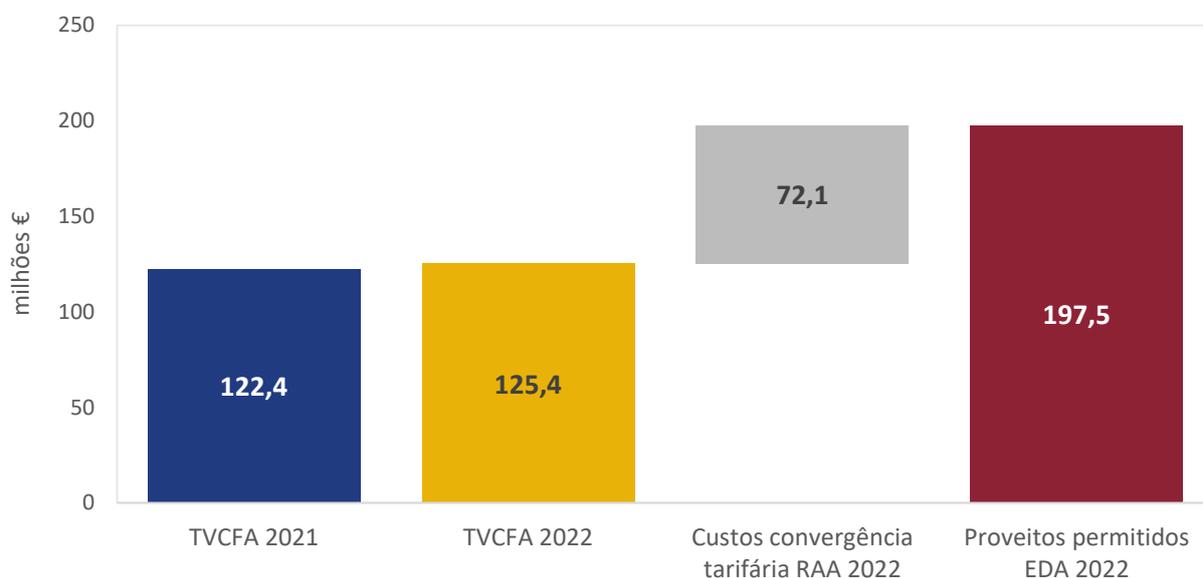
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2022 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022».

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2022 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 <sup>39</sup>**



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

TVCFA 2022 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAA em 2022

A aplicação em 2022 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2021 proporcionaria 122,4 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 125,4 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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

<sup>39</sup> Inclui o efeito da atual revisão excepcional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

## Quadro 4-44 - 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/dia
		0,0063
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1912
	Contratada	0,0364
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1462
	Horas cheias	0,1247
	Horas de vazio normal	0,0840
	Horas de super vazio	0,0769
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1406
	Horas cheias	0,1201
	Horas de vazio normal	0,0817
	Horas de super vazio	0,0794
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0269
	Capacitiva	0,0202
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2139
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5397
	Contratada	0,0468
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1689
	Horas cheias	0,1485
	Horas de vazio normal	0,0973
	Horas de super vazio	0,0868
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1684
	Horas cheias	0,1467
	Horas de vazio normal	0,0957
	Horas de super vazio	0,0880
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0334
	Capacitiva	0,0255

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2668
	34,5	1,5759
	41,4	1,8850
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2941
	Horas cheias	0,1579
	Horas de vazio	0,0907

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,1725
	4,6	0,2250
	5,75	0,2749
	6,9	0,3266
	10,35	0,4799
	13,8	0,6332
	17,25	0,7846
	20,7	0,9452
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1628
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1947
	Horas de vazio	0,1042
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2349
	Horas cheias	0,1689
	Horas de vazio	0,1042

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0717
	2,3	0,1293
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1587
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1947
	Horas de vazio	0,1042
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2349
	Hora cheias	0,1689
	Hora vazio	0,1042

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0457
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2941
	Horas cheias	0,1579
	Horas de vazio	0,0907
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0489
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1628
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1947
	Horas de vazio	0,1042
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2349
	Horas cheias	0,1689
	Horas de vazio	0,1042

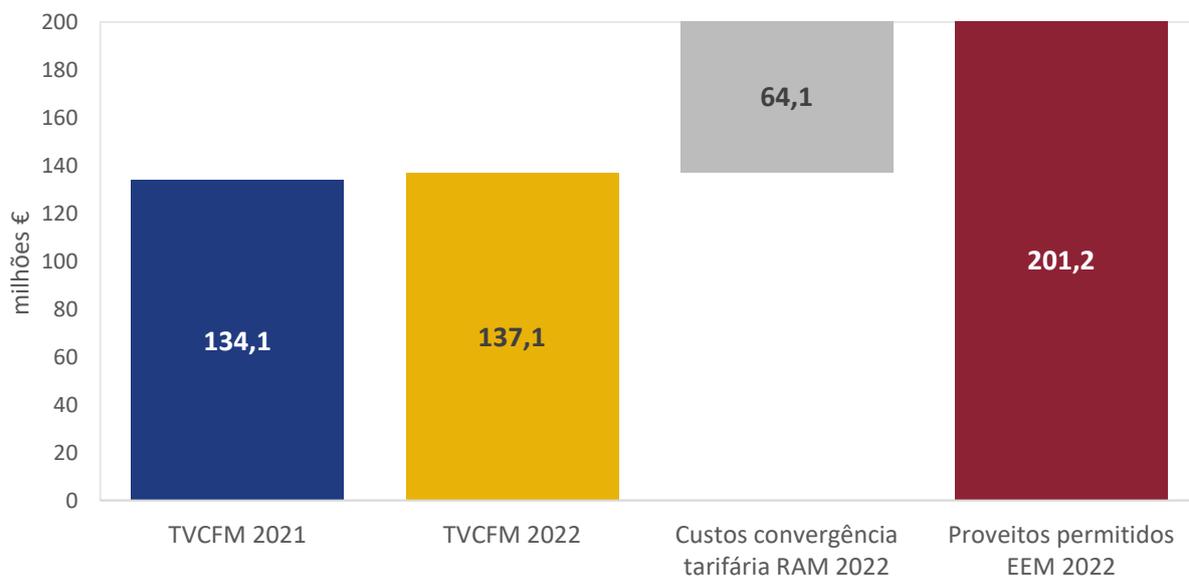
#### 4.14 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

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 2022 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2022».

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2022 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 <sup>40</sup>

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

TVCFM 2022 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAM em 2022

A aplicação em 2022 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de 2021 proporcionaria 134,1 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente proporcionaria 137,1 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.

As tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

<sup>40</sup> Inclui o efeito da atual revisão excepcional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

## Quadro 4-45 - 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/dia
		0,0064
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1936
	Contratada	0,0368
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1479
	Horas cheias	0,1261
	Horas vazio normal	0,0850
	Horas super vazio	0,0778
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1424
	Horas cheias	0,1215
	Horas vazio normal	0,0826
	Horas super vazio	0,0803
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0272
	Capacitiva	0,0204
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2114
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,5370
	Contratada	0,0454
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1688
	Horas cheias	0,1471
	Horas vazio normal	0,0966
	Horas super vazio	0,0860
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1677
	Horas cheias	0,1451
	Horas vazio normal	0,0947
	Horas super vazio	0,0872
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0330
	Capacitiva	0,0252

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,1711
	34,5	1,4367
	41,4	1,7017
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2903
	Horas cheias	0,1562
	Horas de vazio	0,0859
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 20,7$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,1708
	4,6	0,2226
	5,75	0,2723
	6,9	0,3235
	10,35	0,4771
	13,8	0,6293
	17,25	0,7815
	20,7	0,9337
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1601
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1923
	Horas de vazio	0,1034
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2292
	Horas cheias	0,1683
	Horas vazio	0,1034
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0688
	2,3	0,1228
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1573
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1923
	Horas de vazio	0,1034
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,2292
	Horas cheias	0,1683
	Hora vazio	0,1034

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0417
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2903
	Horas cheias	0,1562
	Horas de vazio	0,0859
TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0482
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1601
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1923
	Horas de vazio	0,1034
Tarifa tri-horária	Horas ponta	0,2292
	Horas cheias	0,1683
	Horas vazio	0,1034

#### 4.15 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.

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro [artigo 196.º e seguintes], passou a integrar o regime da tarifa social de eletricidade, prevendo que a mesma é aplicável a clientes finais economicamente vulneráveis, sendo calculada mediante a aplicação de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN, 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.

O desconto da tarifa social é aprovado por Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia. Para o ano de 2022 foi estabelecido, através do Despacho n.º 9977/2021, um desconto de 33,8%

---

sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, 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 EUR/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 de prestações de desemprego, aos beneficiários do abono de família, aos beneficiários da pensão social de invalidez do regime especial de proteção na invalidez ou do complemento da prestação social para a inclusão, 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>41</sup>, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

No Quadro 4-46 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2022 e para o correspondente valor do desconto <sup>42</sup> que será suportado por todos os titulares de centros electroprodutores com fonte de energia primária não renovável e os aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, na proporção da potência instalada de cada centro electroprodutor,

---

<sup>41</sup> Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 5 808 euros, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não afigure qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

<sup>42</sup> Inclui o efeito da atual revisão excepcional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

independentemente de a potência de injeção na rede estar ou não limitada a 10 MVA, nos termos do artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro.

O número de clientes beneficiários da tarifa Social de eletricidade, para o ano de 2022, tem como base a informação recebida dos vários comercializadores, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade.

**Quadro 4-46 - Clientes beneficiários da tarifa social e valor global do desconto**

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto a suportar pelos Produtores (Mil €)
Portugal continental	803 563	115 540
RA Açores	19 656	2 896
RA Madeira	21 929	3 300

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 da tarifa social de Acesso às Redes a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022. Para se obter um desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, conforme Despacho do membro do Governo responsável pela área de energia, a tarifa social de Acesso às Redes tem preços nulos de potência contratada e preços negativos de energia.

De acordo com os valores publicados no Quadro 4-47 verifica-se que a tarifa social de Acesso às Redes resulta num valor negativo no ano de 2022 para os clientes vulneráveis, uma vez que apresenta preços de potência contratada nulos e preços de energia maioritariamente negativos. No entanto, a fatura final dos clientes vulneráveis que usufruem da tarifa Social terá valores positivos, pois a mesma resulta do somatório da componente de acesso às redes e da componente de energia, tendo esta última um peso superior.

Quadro 4-47 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes

TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0000
	2,3	0,0000
	3,45	0,0000
	4,6	0,0000
	5,7	0,0000
	6,9	0,0000
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		-0,0465
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	-0,0356
	Horas de vazio	-0,0690
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0448
	Hora cheias	-0,0567
	Hora vazio	-0,0690

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, a partir de 1 de julho de 2022, são os seguintes:

Quadro 4-48 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes

DESCONTO TARIFA SOCIAL EM BTN (≤ 6,9 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0301
	2,3	0,0603
	3,45	0,0904
	4,6	0,1205
	5,7	0,1507
	6,9	0,1808
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0446
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0446
	Horas de vazio	0,0446
Tarifa tri-horária	Hora ponta	0,0446
	Hora cheias	0,0446
	Hora vazio	0,0446

Os valores indicados no Quadro 4-48 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN  $\leq 6,9$  kVA referidas no Quadro 4-20 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-47, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis dos comercializadores de último recurso em Portugal continental, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, são os seguintes:

**Quadro 4-49 - 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 ( $\leq 6,9$ kVA e $> 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0758
	4,6	0,0958
	5,7	0,1154
	6,9	0,1352
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1096
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1422
	Horas de vazio	0,0571
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1831
	Horas cheias	0,1206
	Horas de vazio	0,0571

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0490
	2,3	0,0712
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1050
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1422
	Horas de vazio	0,0571
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1831
	Horas cheias	0,1206
	Horas de vazio	0,0571

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma dos Açores, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, são os seguintes:

**Quadro 4-50 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais 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/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45		0,0821
	4,6		0,1045
	5,75		0,1242
	6,9		0,1458
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1182
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1501
	Horas de vazio		0,0596
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1903
	Horas cheias		0,1243
	Horas de vazio		0,0596
TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência contratada			EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15		0,0416
	2,3		0,0690
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1141
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1501
	Horas de vazio		0,0596
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1903
	Horas cheias		0,1243
	Horas de vazio		0,0596

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela concessionária do transporte e distribuição na Região Autónoma da Madeira, a vigorarem a partir de 1 de julho de 2022, são os seguintes:

**Quadro 4-51 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais 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/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0804
		4,6	0,1021
		5,75	0,1216
		6,9	0,1427
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1155
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1477
		Horas de vazio	0,0588
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1846
		Horas cheias	0,1237
		Horas de vazio	0,0588
TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ( $\leq 2,3$ kVA)			PREÇOS
Potência			EUR/dia
	Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0387
		2,3	0,0625
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1127
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1477
		Horas de vazio	0,0588
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1846
		Horas cheias	0,1237
		Horas de vazio	0,0588



## 5 TRANSFERÊNCIAS ENTRE AGENTES DO SEN

A presente revisão tarifária excepcional tem impacto nos montantes das transferências entre agentes do SEN, nomeadamente as referentes aos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, custos com a tarifa social, diferencial de custo da produção em regime especial e sobreproveito associado ao agravamento da tarifa transitória de venda a clientes finais.

Aos novos valores para estas rúbricas, calculados em base anual na presente revisão tarifária, correspondem novos valores de transferências em duodécimos, que se apresentam nos quadros dos pontos seguintes, com vista à sua aplicação nos meses de julho a dezembro de 2022.

Mantêm-se inalteradas as demais transferências publicadas com a decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, nomeadamente as referentes ao incentivo à garantia de potência, a transferir pelo operador da rede de transporte para os centros electroprodutores, e as referentes às titularizações de dívida tarifária, a transferir pelo operador da rede de distribuição para as entidades cessionárias dos diferentes créditos.

### 5.1 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

#### 5.1.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresentam-se no quadro seguinte os novos valores a transferir da REN para a EDA entre julho e dezembro de 2022, referentes aos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores decorrentes desta revisão tarifária.

**Quadro 5-1 - Transferências da REN para a EDA relativas à convergência tarifária no 2.º semestre de 2022**

Unidade: EUR	
	Custo com a convergência tarifária de 2022
Julho	6 007 207
Agosto	6 007 207
Setembro	6 007 207
Outubro	6 007 207
Novembro	6 007 207
Dezembro	6 007 207

Os valores das transferências da REN para a EDA, para suportar os custos com a tarifa social da Região Autónoma dos Açores nos meses de julho a dezembro de 2022, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa social relativos ao ano de 2022, que resultam da presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2020 e 2021 que haviam sido publicados na decisão tarifária para 2022 de 15 de dezembro de 2021.

**Quadro 5-2 - Transferências da REN para a EDA relativas à Tarifa Social no 2.º semestre de 2022**

Unidade: EUR

	<b>Tarifa social</b>
Julho	237 424
Agosto	237 424
Setembro	237 424
Outubro	237 424
Novembro	237 424
Dezembro	237 424

#### 5.1.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

Apresentam-se no quadro seguinte os novos valores a transferir da REN para a EEM entre julho e dezembro de 2022, referentes aos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira decorrentes desta revisão tarifária.

**Quadro 5-3 - Transferências da REN para a EEM relativas à convergência tarifária no 2.º semestre de 2022**

Unidade: EUR

	<b>Custo com a convergência tarifária de 2022</b>
Julho	5 341 042
Agosto	5 341 042
Setembro	5 341 042
Outubro	5 341 042
Novembro	5 341 042
Dezembro	5 341 042

Os valores das transferências da REN para a EEM, para suportar os custos com a tarifa social da Região Autónoma da Madeira nos meses de julho a dezembro de 2022, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa social relativos ao ano de 2022, que resultam da presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2020 e 2021 que haviam sido publicados na decisão tarifária para 2022 de 15 de dezembro de 2021.

**Quadro 5-4 - Transferências da REN para a EEM relativas à Tarifa Social no 2.º semestre de 2022**

Unidade: EUR

	Tarifa social
Julho	228 465
Agosto	228 465
Setembro	228 465
Outubro	228 465
Novembro	228 465
Dezembro	228 465

### 5.1.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A E-REDES

Os valores das transferências da REN para a E-REDES, para suportar os custos com a tarifa social em Portugal Continental nos meses de julho a dezembro de 2022, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa social relativos ao ano de 2022, que resultam da presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2020 e 2021 que haviam sido publicados na decisão tarifária para 2022 de 15 de dezembro de 2021.

---

**Quadro 5-5 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à Tarifa Social no 2.º semestre de 2022**

Unidade: EUR

	<b>Tarifa social</b>
Julho	8 626 800
Agosto	8 626 800
Setembro	8 626 800
Outubro	8 626 800
Novembro	8 626 800
Dezembro	8 626 800

#### 5.1.4 TRANSFERÊNCIAS DOS CENTROS ELECTROPRODUTORES

O quadro seguinte apresenta os valores das transferências entre os centros electroprodutores e a REN no âmbito do financiamento da tarifa social, que devem ser aplicados nos meses de julho a dezembro de 2022. Os montantes apresentados incorporam os novos valores do financiamento da tarifa social previstos para o ano de 2022 que resultam da presente revisão tarifária, bem como os ajustamentos de 2020 e 2021 já anteriormente incorporados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021.

Salienta-se que a informação publicada relativamente aos valores dos ajustamentos do financiamento da tarifa social de 2018, 2019, 2020 e 2021, bem como a repartição previsional de 2022 encontram-se sujeitos a possíveis revisões, em função da finalização de interações que permitam à ERSE obter elementos suscetíveis de levar a revisões da alocação do financiamento da tarifa social pelos diferentes centros electroprodutores. A justificação da adoção deste procedimento é apresentada com maior detalhe no documento «Proveitos permitidos e ajustamentos para 2022 das empresas reguladas do setor elétrico».

Quadro 5-6 - Transferências entre os centros electroprodutores e a REN relativas ao financiamento da tarifa social no 2.º semestre de 2022

	Unidade: EUR					
	Julho	Agosto	Setembro	Outubro	Novembro	Dezembro
Alto Lindoso	542 313,99	542 313,99	542 313,99	542 313,99	542 313,99	542 313,99
Touvedo	18 937,95	18 937,95	18 937,95	18 937,95	18 937,95	18 937,95
Alto Rabagão	61 977,96	61 977,96	61 977,96	61 977,96	61 977,96	61 977,96
Frades	164 415,83	164 415,83	164 415,83	164 415,83	164 415,83	164 415,83
Vila Nova/Paradela	123 957,48	123 957,48	123 957,48	123 957,48	123 957,48	123 957,48
Salamonde	36 154,27	36 154,27	36 154,27	36 154,27	36 154,27	36 154,27
Vilarinho das Furnas	118 790,04	118 790,04	118 790,04	118 790,04	118 790,04	118 790,04
Caniçada	53 370,58	53 370,58	53 370,58	53 370,58	53 370,58	53 370,58
Miranda I e II	317 641,05	317 641,05	317 641,05	317 641,05	317 641,05	317 641,05
Picote	167 859,09	167 859,09	167 859,09	167 859,09	167 859,09	167 859,09
Picote II	211 502,46	211 502,46	211 502,46	211 502,46	211 502,46	211 502,46
Bemposta	180 777,22	180 777,22	180 777,22	180 777,22	180 777,22	180 777,22
Bemposta II	174 745,62	174 745,62	174 745,62	174 745,62	174 745,62	174 745,62
Pocinho	142 469,05	142 469,05	142 469,05	142 469,05	142 469,05	142 469,05
Valeira	185 940,94	185 940,94	185 940,94	185 940,94	185 940,94	185 940,94
Tabuaço (Vilar)	55 091,04	55 091,04	55 091,04	55 091,04	55 091,04	55 091,04
Régua	134 287,27	134 287,27	134 287,27	134 287,27	134 287,27	134 287,27
Carrapatelo	154 950,98	154 950,98	154 950,98	154 950,98	154 950,98	154 950,98
Torrão	125 677,94	125 677,94	125 677,94	125 677,94	125 677,94	125 677,94
Crestuma-Lever	90 386,31	90 386,31	90 386,31	90 386,31	90 386,31	90 386,31
Caldeirão	27 547,68	27 547,68	27 547,68	27 547,68	27 547,68	27 547,68
Cabril	92 968,11	92 968,11	92 968,11	92 968,11	92 968,11	92 968,11
Bouçã	37 875,90	37 875,90	37 875,90	37 875,90	37 875,90	37 875,90
Castelo de Bode	136 869,72	136 869,72	136 869,72	136 869,72	136 869,72	136 869,72
Pracana	35 293,45	35 293,45	35 293,45	35 293,45	35 293,45	35 293,45
Fratel	113 627,69	113 627,69	113 627,69	113 627,69	113 627,69	113 627,69
Varosa	21 520,40	21 520,40	21 520,40	21 520,40	21 520,40	21 520,40
Sabugueiro I	11 018,44	11 018,44	11 018,44	11 018,44	11 018,44	11 018,44
Desterro	11 362,77	11 362,77	11 362,77	11 362,77	11 362,77	11 362,77
Ponte de Jugais	17 474,56	17 474,56	17 474,56	17 474,56	17 474,56	17 474,56
Vila Cova	20 143,09	20 143,09	20 143,09	20 143,09	20 143,09	20 143,09
Santa Luzia	24 790,63	24 790,63	24 790,63	24 790,63	24 790,63	24 790,63
Belver	69 467,84	69 467,84	69 467,84	69 467,84	69 467,84	69 467,84
Alqueva I	206 599,58	206 599,58	206 599,58	206 599,58	206 599,58	206 599,58
Alqueva II	221 402,23	221 402,23	221 402,23	221 402,23	221 402,23	221 402,23
Ribeiradio/Ermida	64 302,94	64 302,94	64 302,94	64 302,94	64 302,94	64 302,94
Baixo Sabor (jusante)	30 989,37	30 989,37	30 989,37	30 989,37	30 989,37	30 989,37
Baixo Sabor (montante)	131 704,83	131 704,83	131 704,83	131 704,83	131 704,83	131 704,83
Venda Nova III (Frades II)	687 791,87	687 791,87	687 791,87	687 791,87	687 791,87	687 791,87
Salamonde II	192 822,75	192 822,75	192 822,75	192 822,75	192 822,75	192 822,75
Foz Tua	232 420,28	232 420,28	232 420,28	232 420,28	232 420,28	232 420,28
Pedrogão	8 694,24	8 694,24	8 694,24	8 694,24	8 694,24	8 694,24
Penacova	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27	-9 142,27
Sabugueiro II	8 608,16	8 608,16	8 608,16	8 608,16	8 608,16	8 608,16
Senhora Do Porto	7 575,18	7 575,18	7 575,18	7 575,18	7 575,18	7 575,18
Ermal	8 952,41	8 952,41	8 952,41	8 952,41	8 952,41	8 952,41
Vilar do Monte	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47	2,47
Sines	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39	-33 539,39
Ribatejo	1 041 242,86	1 041 242,86	1 041 242,86	1 041 242,86	1 041 242,86	1 041 242,86
Lares	775 595,09	775 595,09	775 595,09	775 595,09	775 595,09	775 595,09
Agueira	232 433,24	232 433,24	232 433,24	232 433,24	232 433,24	232 433,24
Raiva	20 659,58	20 659,58	20 659,58	20 659,58	20 659,58	20 659,58
Pego (CCGN) - I	363 694,70	363 694,70	363 694,70	363 694,70	363 694,70	363 694,70
Pego (CCGN) - II	363 694,70	363 694,70	363 694,70	363 694,70	363 694,70	363 694,70
Pego (carvão)	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67	-54 991,67
Tapada do Outeiro (CCGN)	909 968,44	909 968,44	909 968,44	909 968,44	909 968,44	909 968,44
<b>Total</b>	<b>9 092 688,91</b>					

Nota: O sinal negativo indica um montante a transferir da REN para os centros electroprodutores.

## 5.2 TRANSFERÊNCIAS ENTRE A E-REDES E A SU ELETRICIDADE

A presente revisão tarifária provocou alterações nos diferenciais de custo com aquisição de energia elétrica a PRE com remuneração garantida e no sobreprojeito associado ao agravamento das tarifas transitórias de venda a clientes finais. Por este motivo, republicam-se os montantes mensais de julho a dezembro a transferir entre o operador da rede de distribuição em AT e MT (E-REDES) e o comercializador de último recurso (SU Eletricidade).

Nos termos referidos no ponto 2.3 deste documento, o despacho do membro do Governo responsável pela área do ambiente e da ação climática, determinou a alocação de uma verba adicional de 150 milhões de euros proveniente das receitas de leilão de licenças de emissão, a deduzir ao diferencial de custo com a produção em regime especial renovável, que deverá ser repercutida na tarifa de uso global do SEN a vigorar a partir de 1 de julho de 2022. Deste modo, esta verba será integralmente transferida para a SU Eletricidade durante o segundo semestre de 2022, facto que foi refletido nas transferências a concretizar entre a E- REDES e a SU Eletricidade durante esse mesmo período.

**Quadro 5-7 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade no 2.º semestre de 2022**

Unidade: EUR

	Diferencial de custo com a aquisição à PRE	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Sobreprojeito	Total	50% do prémio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Julho	-201 531 191	-77 590	6 300 110	0	-195 308 671	-12 465	-195 321 136
Agosto	-201 531 191	-77 590	6 300 110	0	-195 308 671	-12 465	-195 321 136
Setembro	-201 531 191	-77 590	6 300 110	0	-195 308 671	-12 465	-195 321 136
Outubro	-201 531 191	-77 590	6 300 110	0	-195 308 671	-12 465	-195 321 136
Novembro	-201 531 191	-77 590	6 300 110	0	-195 308 671	-12 465	-195 321 136
Dezembro	-201 531 191	-77 590	6 300 110	0	-195 308 671	-12 465	-195 321 136

Nota: O sinal negativo indica um montante a transferir da SU Eletricidade para a E-REDES

## 6 ANÁLISE DO IMPACTO DAS DECISÕES TARIFÁRIAS

No presente capítulo apresentam-se os impactes nas tarifas das atividades reguladas pela ERSE.

Os impactes das decisões tarifárias são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios <sup>43</sup> (secções 6.1 a 6.6): (i) das tarifas por atividade; (ii) das tarifas de Acesso às Redes; (iii) dos preços médios de referência 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 para a tarifa aditiva (secção 6.7) e sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (secção 6.8).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 6.1 até 6.6 importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre os anos 2021 e 2022, designadamente pela identificação de três estados distintos:

- **«Tarifas 2021, consumos 2021»:** O primeiro estado corresponde à situação no ano 2021, isto é, assume as quantidades e as tarifas para 2021 <sup>44</sup>.
- **«Tarifas 2021, consumos 2022»:** O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para 2022, conforme o presente documento, assumindo as tarifas do ano 2021.
- **«Tarifas 2022, consumos 2022»:** O terceiro estado traduz os preços médios resultantes da aplicação das tarifas definidas pela ERSE para 2022 <sup>45</sup> às respetivas quantidades para esse ano.

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 6-1). 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).

---

<sup>43</sup> Entende-se por «preço médio», medido em EUR/kWh, a divisão entre os proveitos (em euros) de uma atividade e o respetivo consumo de energia elétrica (em kWh).

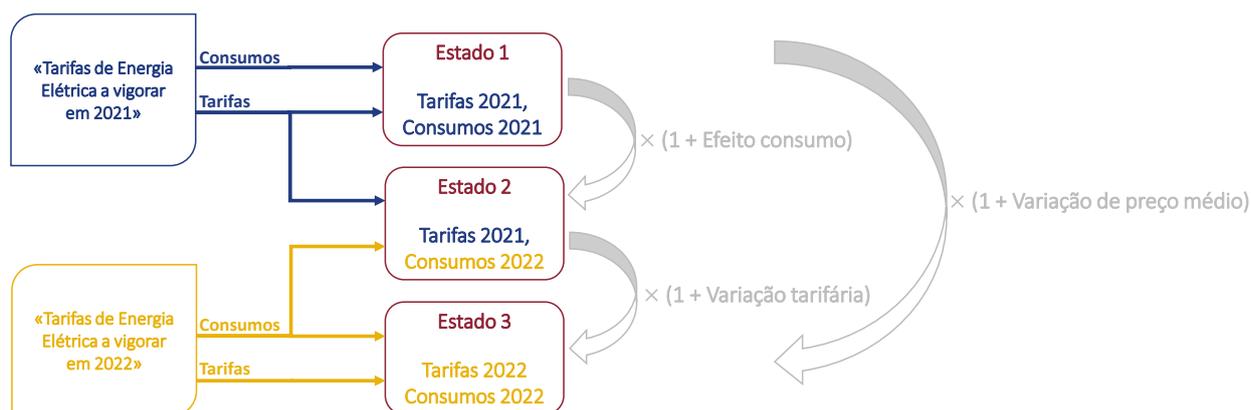
<sup>44</sup> As «Tarifas 2021» consideram o impacte anualizado das revisões trimestrais ocorridas em julho e outubro de 2021.

<sup>45</sup> As «Tarifas 2022» consideram o impacte anualizado da revisão trimestral a vigorar a partir de abril de 2022 e o efeito da atual revisão excepcional de tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

Em termos algébricos, a variação de preço médio entre o ano 2021 (estado 1) e o ano 2022 (estado 3) depende da variação tarifária e do efeito consumo através da seguinte equação <sup>46</sup>:

$$(1+\text{Variação de preço médio})=(1+\text{Variação tarifária})\times(1+\text{Efeito consumo})$$

Figura 6-1 - Decomposição da variação de preço médio



Nota: As «Tarifas de Energia Elétrica a vigorar em 2021» referem-se às tarifas publicadas nos documentos «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2021», «Atualização da Tarifa de Energia do Setor Elétrico» a vigorar a partir de 1 de julho de 2021 e «Atualização da Tarifa de Energia do Setor Elétrico» a vigorar a partir de 1 de outubro de 2021.

As «Tarifas de Energia Elétrica a vigorar em 2022» referem-se às tarifas publicadas nos documentos «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2022 e Parâmetros para o período de regulação 2022-2025», «Atualização da Tarifa de Energia do Setor Elétrico a vigorar a partir de 1 de abril de 2022» e «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica em 2022 - fixação excepcional» a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

Em resumo, o efeito da variação tarifária entre o ano 2021 e o ano 2022 traduz a alteração dos preços das tarifas (incluindo os efeitos das atualizações trimestrais da tarifa de energia, em 2021 e 2022, e a presente fixação excecional de tarifas), assumindo a estrutura de consumos do ano 2022.

## 6.1 TARIFAS POR ATIVIDADE

### 6.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre os anos 2021 e 2022.

<sup>46</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.

A Figura 6-2 apresenta a variação do preço médio e as respectivas 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 apresenta um decréscimo muito significativo do preço médio entre 2021 e 2022, com o preço médio a assumir um valor negativo em 2022. Tal como mencionado anteriormente, este valor negativo é justificado por valores negativos do diferencial de custo CAE e dos diferenciais de custo da PRE repercutidos em 2022, incluindo o diferencial de custo da PRE renovável, assim como por transferência de receitas obtidas com a tributação dos produtos petrolíferos e energéticos (ISP), com os leilões das licenças de emissão de gases com efeito de estufa e com o produto da CESE, assim como os saldos de gerência do Fundo Ambiental e do Fundo para a Sustentabilidade Sistémica do Setor Energético.

Em sentido contrário, a tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador, a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT apresentam um acréscimo do preço médio entre 2021 e 2022, que se justifica pela variação tarifária positiva ocorrida em janeiro de 2022. Estas tarifas não sofrem alterações em julho de 2022.

No que se refere à tarifa de uso da rede de transporte em MAT e à tarifa de uso da rede de distribuição em BT, assiste-se a uma redução no preço médio, observando-se uma redução tarifária entre 2021 e 2022. Estas tarifas também não sofrem alterações em julho de 2022.

Figura 6-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Operação Logística de Mudança de Comercializador	<b>0,00003 €/kWh</b> Receitas: 1 189 mil € Quantidades: 45 599 GWh	<b>0,00003 €/kWh</b> Receitas: 1 360 mil € Quantidades: 45 515 GWh	14,6%	<b>12,5%</b>	1,8%
Tarifa de Uso Global do Sistema	<b>0,0442 €/kWh</b> Receitas: 2 013 356 mil € Quantidades: 45 599 GWh	<b>-0,0174 €/kWh</b> Receitas: -792 781 mil € Quantidades: 45 515 GWh	-139,4%	<b>-139,2%</b>	0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	<b>0,0028 €/kWh</b> Receitas: 6 793 mil € Quantidades: 2 436 GWh	<b>0,0025 €/kWh</b> Receitas: 6 198 mil € Quantidades: 2 468 GWh	-9,9%	<b>-4,1%</b>	-6,1%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	<b>0,0058 €/kWh</b> Receitas: 252 183 mil € Quantidades: 43 162 GWh	<b>0,0068 €/kWh</b> Receitas: 294 385 mil € Quantidades: 43 047 GWh	17,0%	<b>17,7%</b>	-0,5%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	<b>0,0016 €/kWh</b> Receitas: 69 669 mil € Quantidades: 43 162 GWh	<b>0,0019 €/kWh</b> Receitas: 82 134 mil € Quantidades: 43 047 GWh	18,2%	<b>18,0%</b>	0,2%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	<b>0,0073 €/kWh</b> Receitas: 264 870 mil € Quantidades: 36 128 GWh	<b>0,0089 €/kWh</b> Receitas: 323 080 mil € Quantidades: 36 154 GWh	21,9%	<b>20,7%</b>	1,0%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	<b>0,0312 €/kWh</b> Receitas: 671 561 mil € Quantidades: 21 506 GWh	<b>0,0300 €/kWh</b> Receitas: 636 419 mil € Quantidades: 21 247 GWh	-4,1%	<b>-5,9%</b>	1,9%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Na tarifa de Uso Global do Sistema o preço médio de 2022 inclui o efeito da fixação excepcional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

A Figura 6-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de energia e a tarifa de comercialização <sup>47</sup>, as quais são suportadas 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 acréscimo significativo, de +127,6% do preço médio, impulsionado pelo efeito da variação tarifária (+127,3%). No caso da tarifa de comercialização prevê-se um acréscimo de +10,3% no preço médio entre 2021 e 2022,

<sup>47</sup> Na tarifa de energia e na tarifa de comercialização estão a ser considerados consumidores no âmbito da TTVCf e no âmbito do fornecimento supletivo do CUR.

explicado por uma variação tarifária de +8,6% em janeiro de 2022 e por um efeito consumo de +1,5%. A tarifa de comercialização não sofre qualquer alteração em julho de 2022.

**Figura 6-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de energia e comercialização**

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	<b>0,0631 €/kWh</b> Receitas: 135 148 mil € Quantidades: 2 141 GWh	<b>0,1437 €/kWh</b> Receitas: 277 362 mil € Quantidades: 1 930 GWh	127,6%	<b>127,3%</b>	0,1%
Tarifa de Comercialização	<b>0,0099 €/kWh</b> Receitas: 21 264 mil € Quantidades: 2 141 GWh	<b>0,0110 €/kWh</b> Receitas: 21 146 mil € Quantidades: 1 930 GWh	10,3%	<b>8,6%</b>	1,5%

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 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais de julho e outubro de 2021 e o preço médio de 2022 inclui o efeito da revisão trimestral de abril e o efeito da fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

## 6.2 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

### 6.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

Na presente secção apresenta-se a evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes pagas pelos clientes de MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2021 e 2022. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio, discriminada por atividade regulada.

A Figura 6-4 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Acesso às Redes. O decréscimo significativo de -83,2% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre 2021 e 2022, é impulsionado fundamentalmente por um decréscimo tarifário de -83,3%. Esta diminuição justifica-se pelo decréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema (capítulo 6.1.1) decorrente da acentuada redução dos CIEG.

**Figura 6-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes**

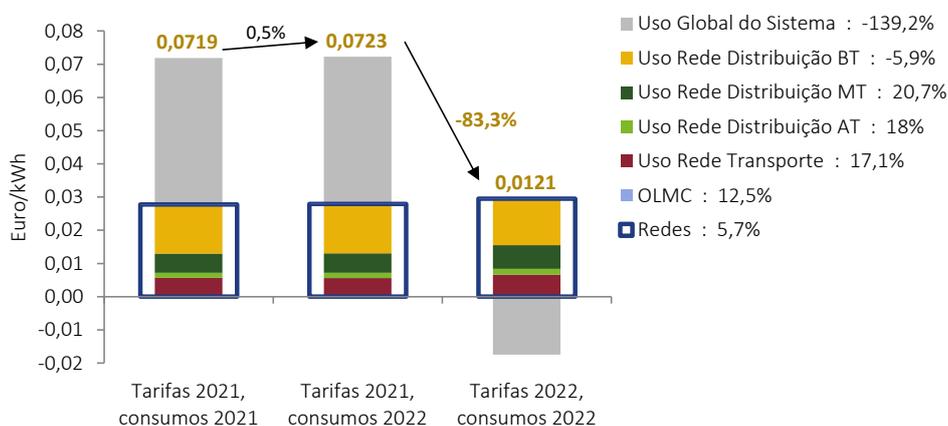
Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	<b>0,0719 €/kWh</b> Receitas: 3 279 622 mil € Quantidades: 45 599 GWh	<b>0,0121 €/kWh</b> Receitas: 550 796 mil € Quantidades: 45 515 GWh	-83,2%	<b>-83,3%</b>	0,5%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio de 2022 inclui o efeito da fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

Na legenda da Figura 6-5, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +17,1% para o Uso da Rede de Transporte, +18,0% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, +20,7% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, -5,9% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, +12,5% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador e -139,2% para o Uso Global do Sistema, sendo esta última tarifa a única que é revista em julho de 2022.

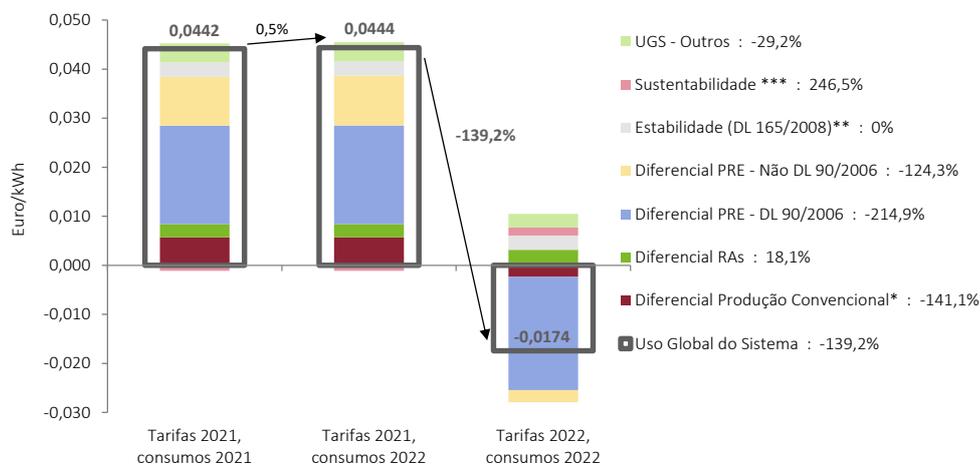
Em dezembro de 2021 a ERSE tinha anunciado uma redução das tarifas de Acesso às Redes de -66,0% em 2022. Devido à redução adicional da tarifa de Uso Global do Sistema em julho, a variação da tarifa de Acesso às Redes em 2022 será de -83,3%.

**Figura 6-5 - 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 6-6 - Evolução da estrutura do preço médio da tarifa de Uso Global do Sistema



\* Inclui os diferenciais associados à produção convencional em regime de mercado, designadamente o diferencial de custo 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 das tarifas de Acesso às Redes, entre 2021 e 2022, para os diferentes níveis de tensão, com discriminação por atividade. Regista-se uma variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes de -134,4% em MAT, de -126,5% em AT, de -113,0% em MT, e de -75,1% e de -68,4% em BTE e BTN, respetivamente. Em termos médios globais observa-se um decréscimo de -83,3% da tarifa de Acesso às Redes.

Figura 6-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT

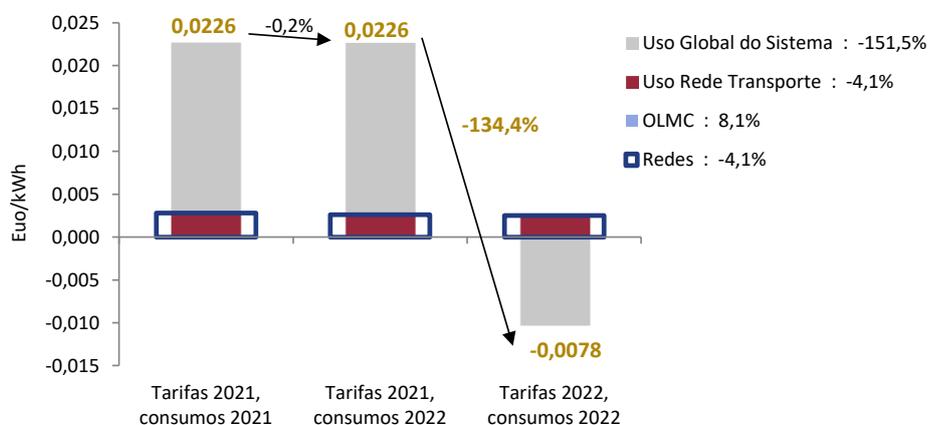


Figura 6-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT

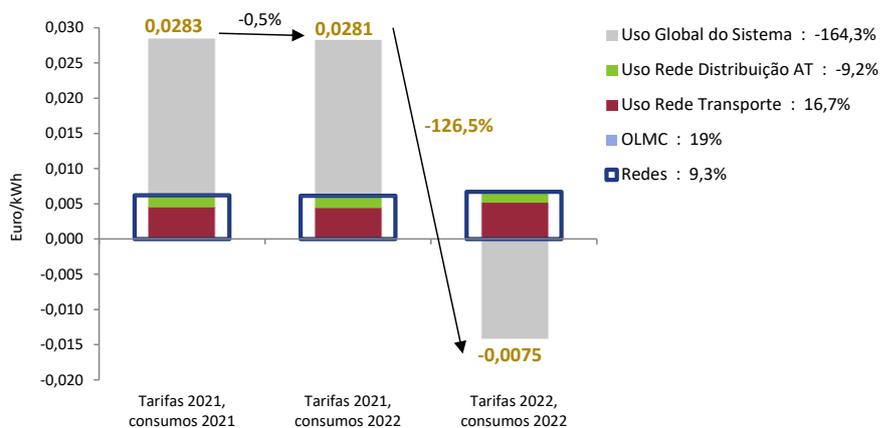


Figura 6-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT

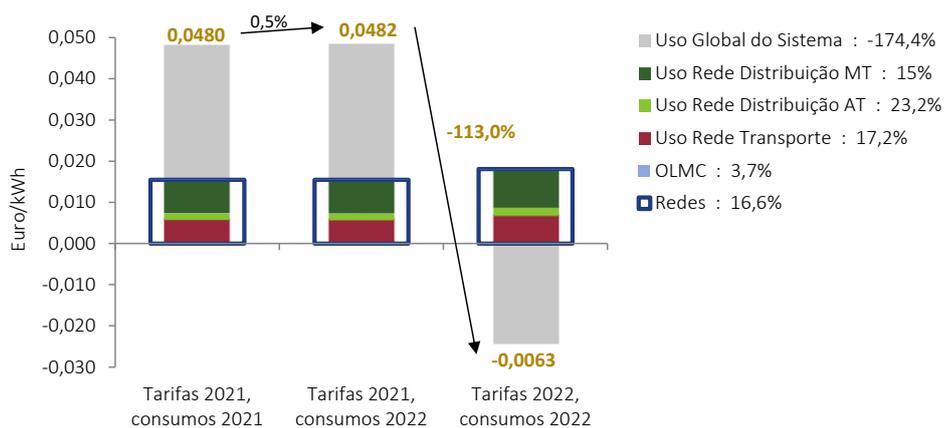


Figura 6-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE

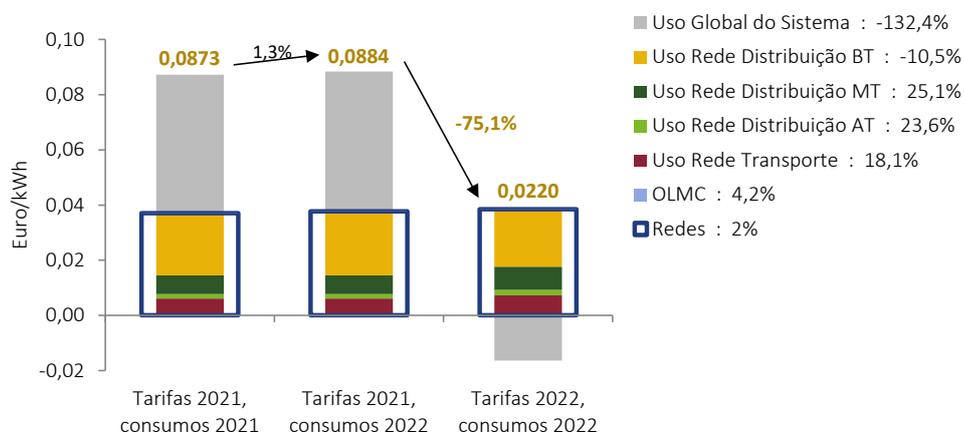
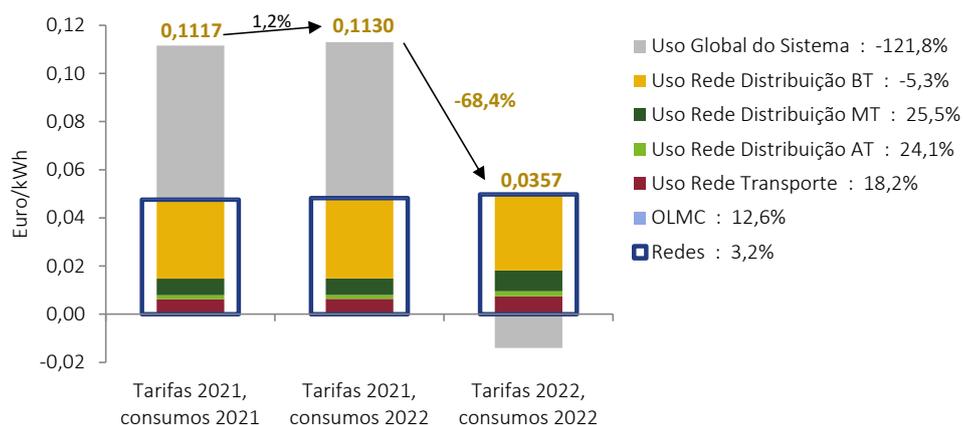


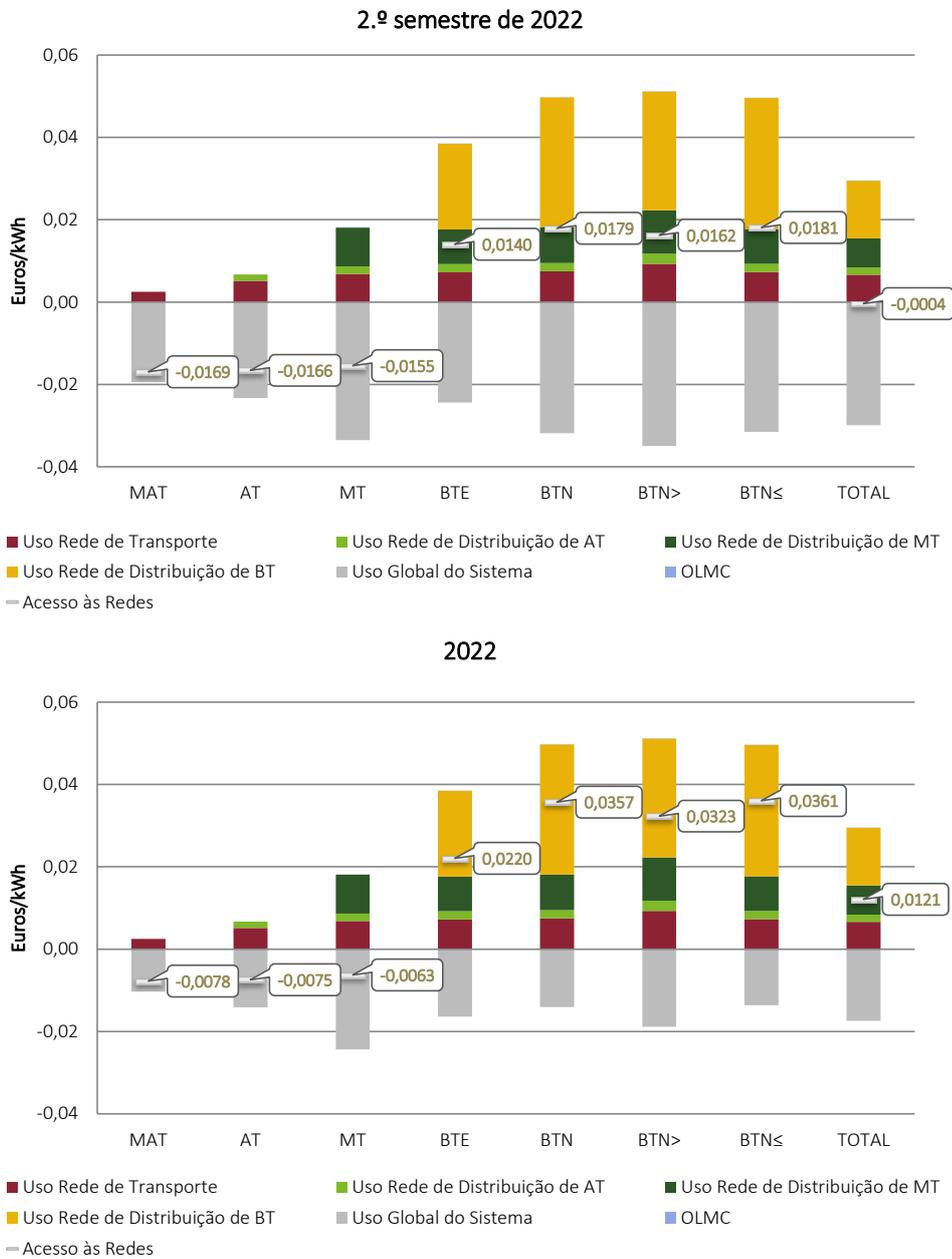
Figura 6-11 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTN



## 6.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2022

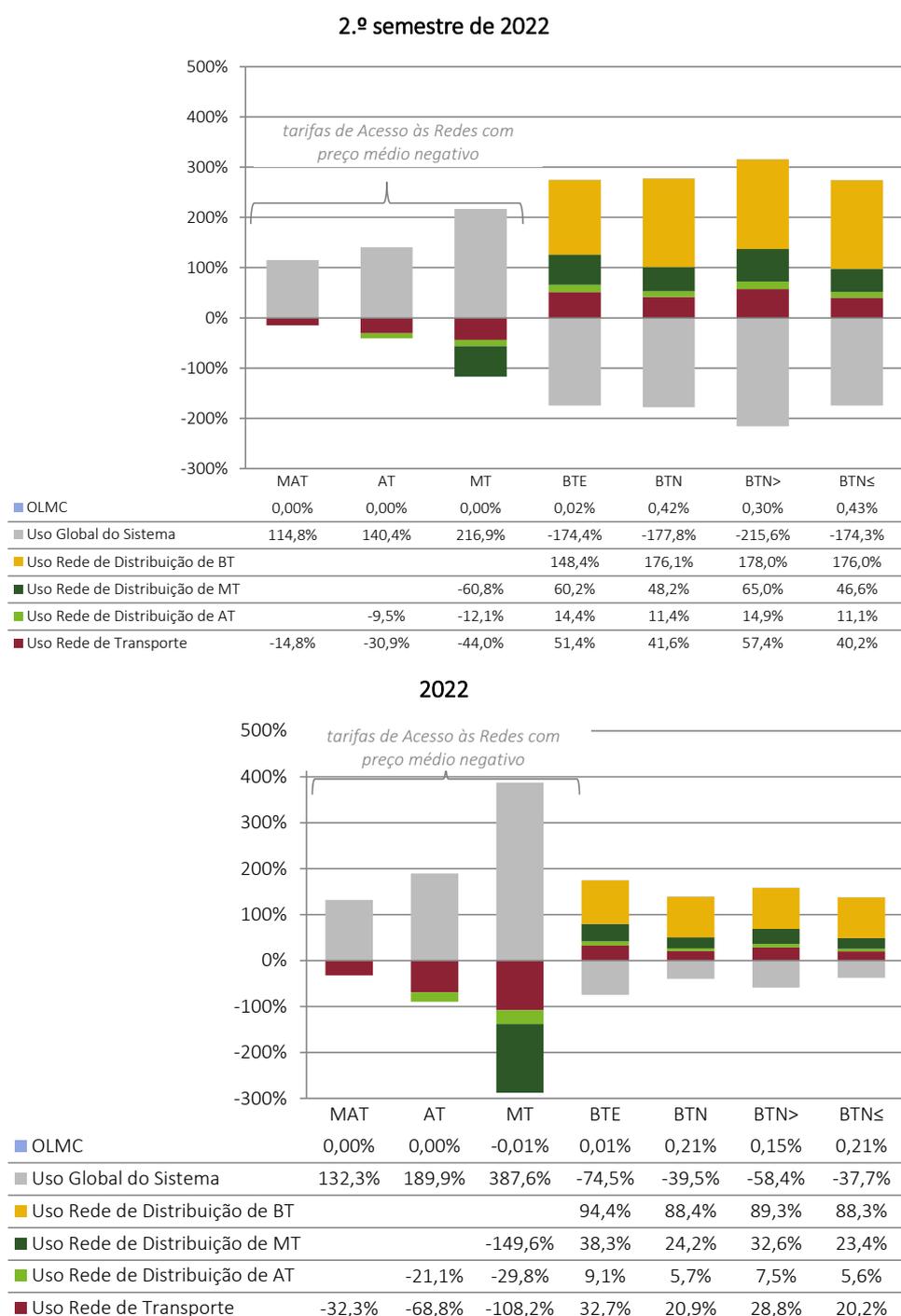
Na Figura 6-12, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes para o segundo semestre de 2022 e para o ano de 2022.

Figura 6-12 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade



Na Figura 6-13 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada, para cada nível de tensão, para o segundo semestre de 2022 e para o ano de 2022.

**Figura 6-13 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade**



A Figura 6-12 é representativa da situação atípica atual, com os CIEG incluídos nas tarifas de Acesso às Redes a contribuírem para a redução do preço médio em todos os níveis de tensão. No caso da MAT, AT e MT, conduzem, inclusive, a que as tarifas de Acesso às Redes assumam valores negativos. Refira-se que no segundo semestre de 2022 a redução do preço médio é mais notória, devido à redução da tarifa de UGS em julho de 2022.

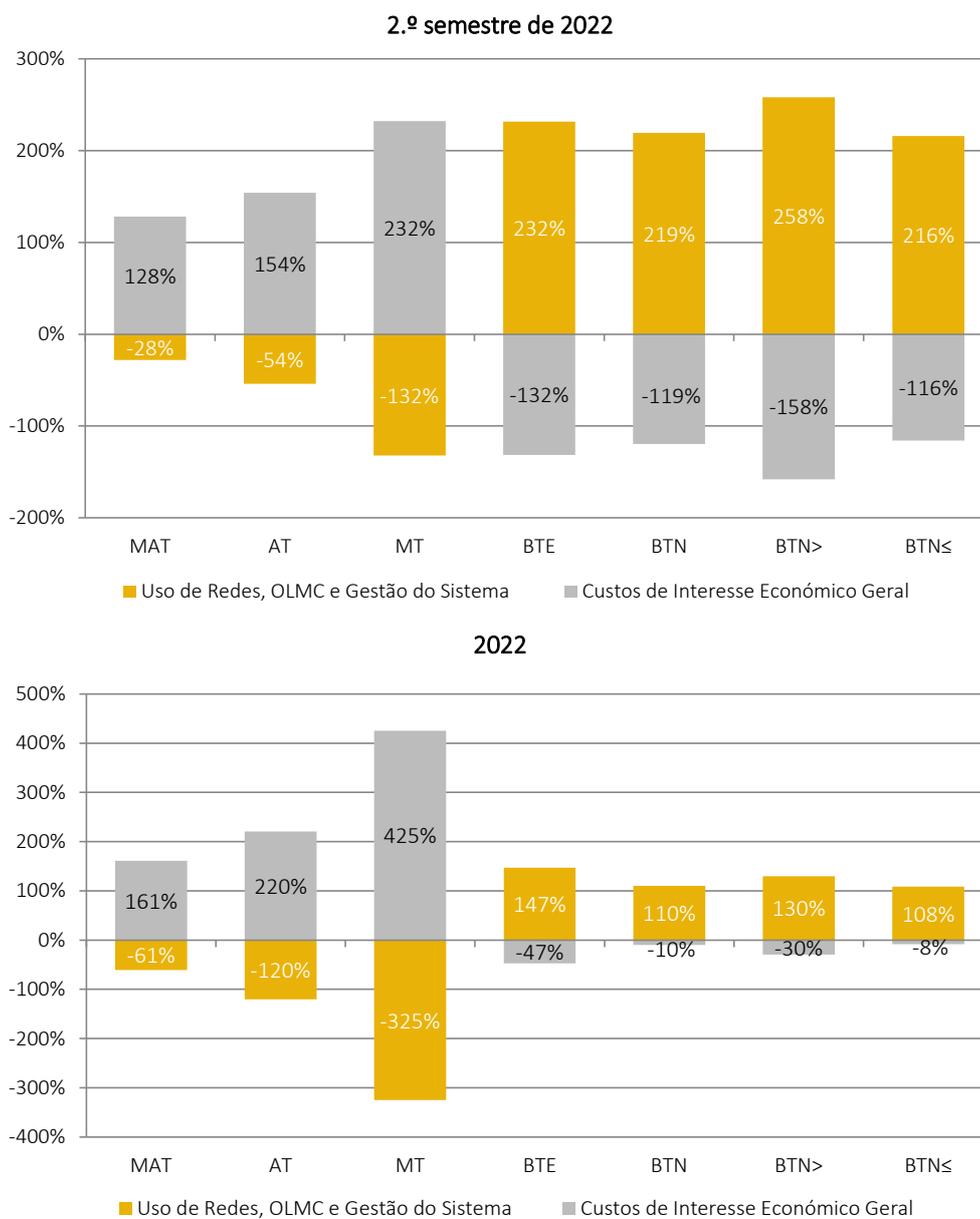
Na Figura 6-14 e na Figura 6-15 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes na parcela de Uso de Redes, de Operação Logística de Mudança de Comercializador e de Gestão do Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral, quer para o segundo semestre de 2022 quer para o ano de 2022.

Os Custos de Interesse Económico Geral incluem os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, (i) o diferencial de custo com os CAE, (ii) os encargos com os CMEC, (iii) o diferencial de custo com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas, (iv) os diferenciais de custo 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 6-14 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Figura 6-15 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



## 6.3 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

### 6.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

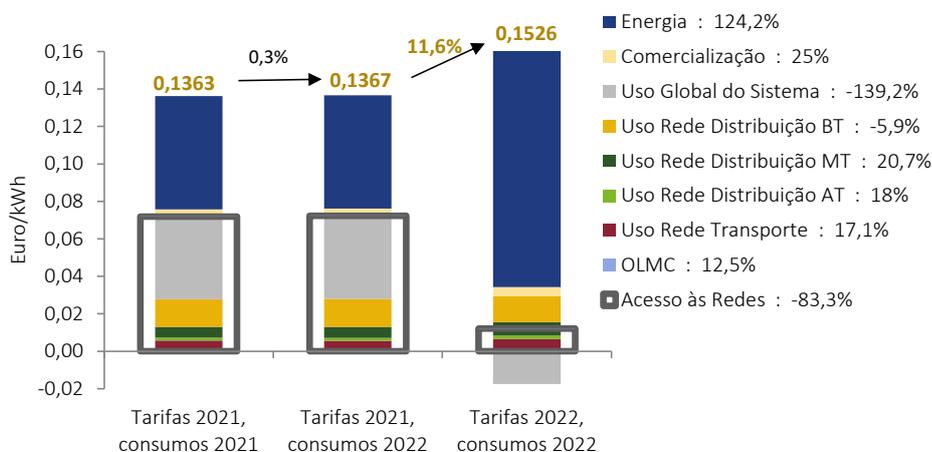
Na presente secção apresenta-se a evolução dos preços médios de referência de venda a clientes finais em MAT, AT, MT, BTE e BTN, entre 2021 e 2022. Estes preços médios de referência são calculados com as tarifas aditivas de venda a clientes finais, que resultam da soma das tarifas por atividade regulada publicadas pela ERSE, aplicadas à totalidade do consumo em Portugal continental, incluindo os mercados regulado e liberalizado. Assim, os preços médios de referência de venda a clientes finais representam a 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.

As variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em 2021, tendo em conta as revisões trimestrais da tarifa de Energia ocorridas em julho e outubro de 2021. O preço médio de referência de venda a clientes finais de 2022 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2022 e o efeito da atual revisão excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

A variação de +12,0% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2021 e 2022, decorre de um aumento tarifário de +11,6% e de um acréscimo de +0,3% por efeito consumo (Figura 6-16).

Na legenda da Figura 6-16, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: +17,1% para o Uso da Rede de Transporte, +18,0% para o Uso da Rede de Distribuição em AT, +20,7% para o Uso da Rede de Distribuição em MT, -5,9% para o Uso da Rede de Distribuição em BT, -139,2% para o Uso Global do Sistema, +12,5% para a Operação Logística de Mudança de Comercializador, +25,0% para a Comercialização e +124,2% para a Energia.

Figura 6-16 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



Em seguida, apresentam-se as figuras com a evolução tarifária por atividade do preço médio de referência de venda a clientes finais, entre 2021 e 2022, para os diferentes níveis de tensão. Estas variações de preço médio são justificadas por variações tarifárias diferenciadas das tarifas por atividade regulada.

Verifica-se que o decréscimo da parcela de Uso Global do Sistema não compensa o acréscimo acentuado da energia, originando um aumento do preço médio de referência de venda a clientes finais para todos os níveis de tensão.

Figura 6-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT

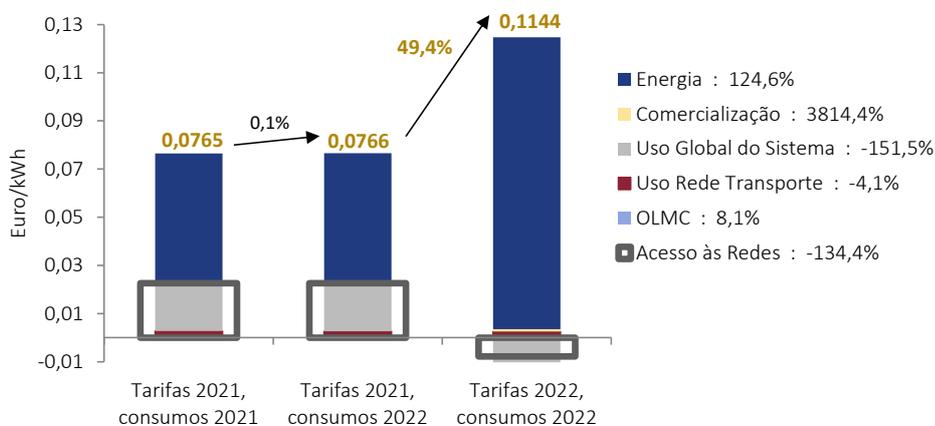


Figura 6-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT

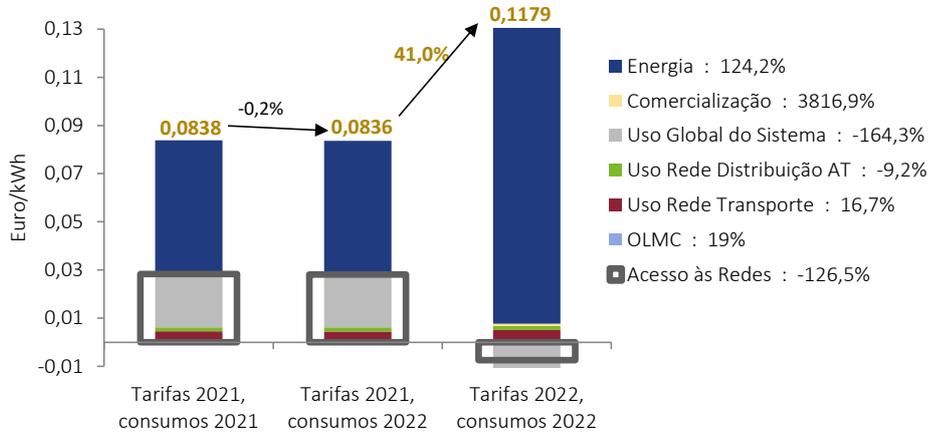
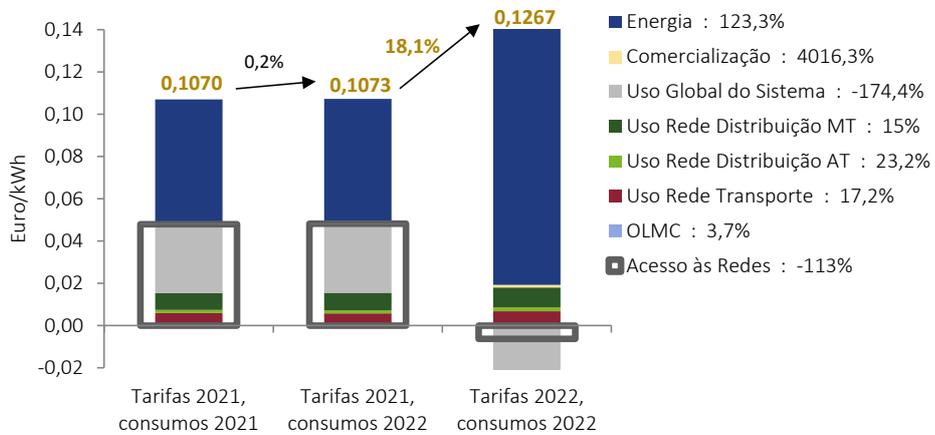
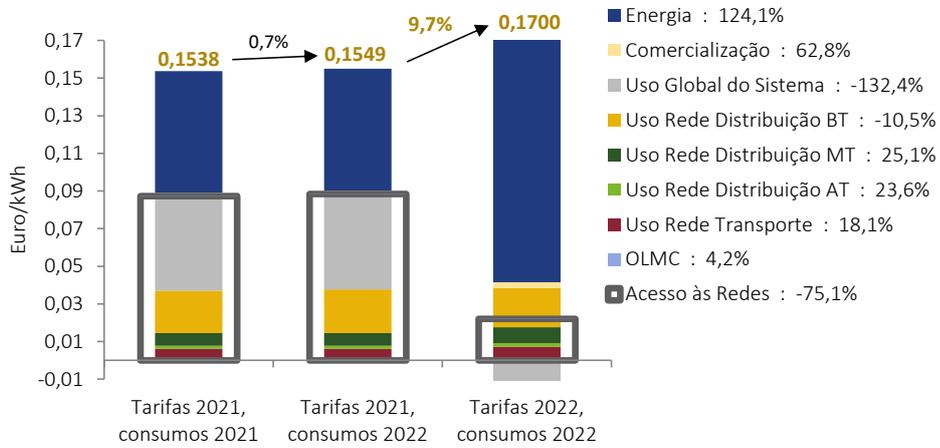


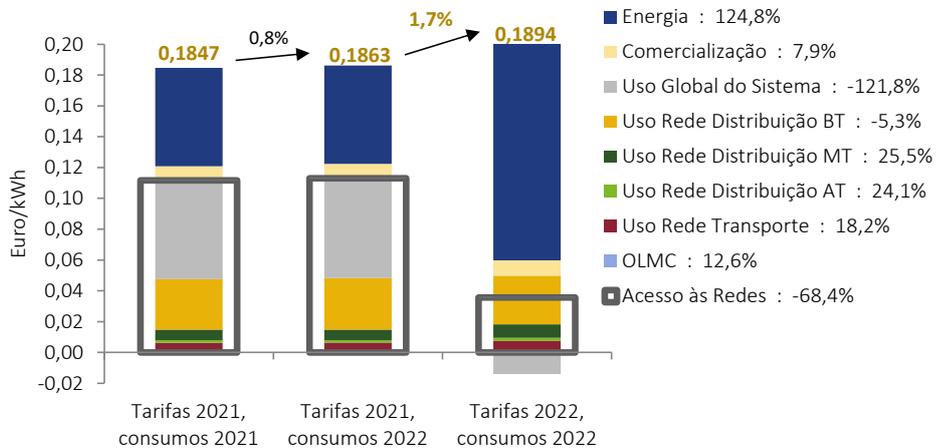
Figura 6-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT



**Figura 6-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE**



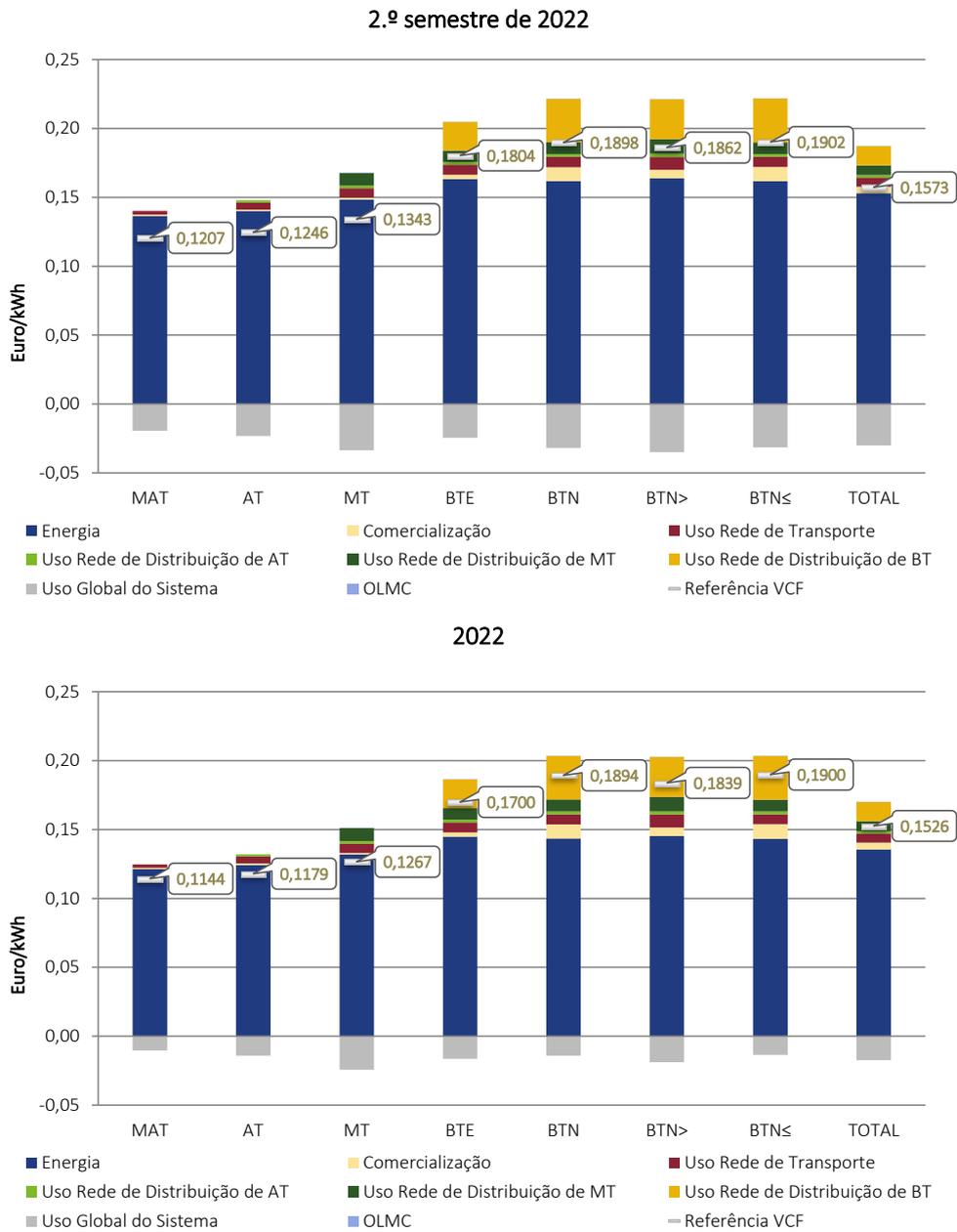
**Figura 6-21 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN**



### 6.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2022

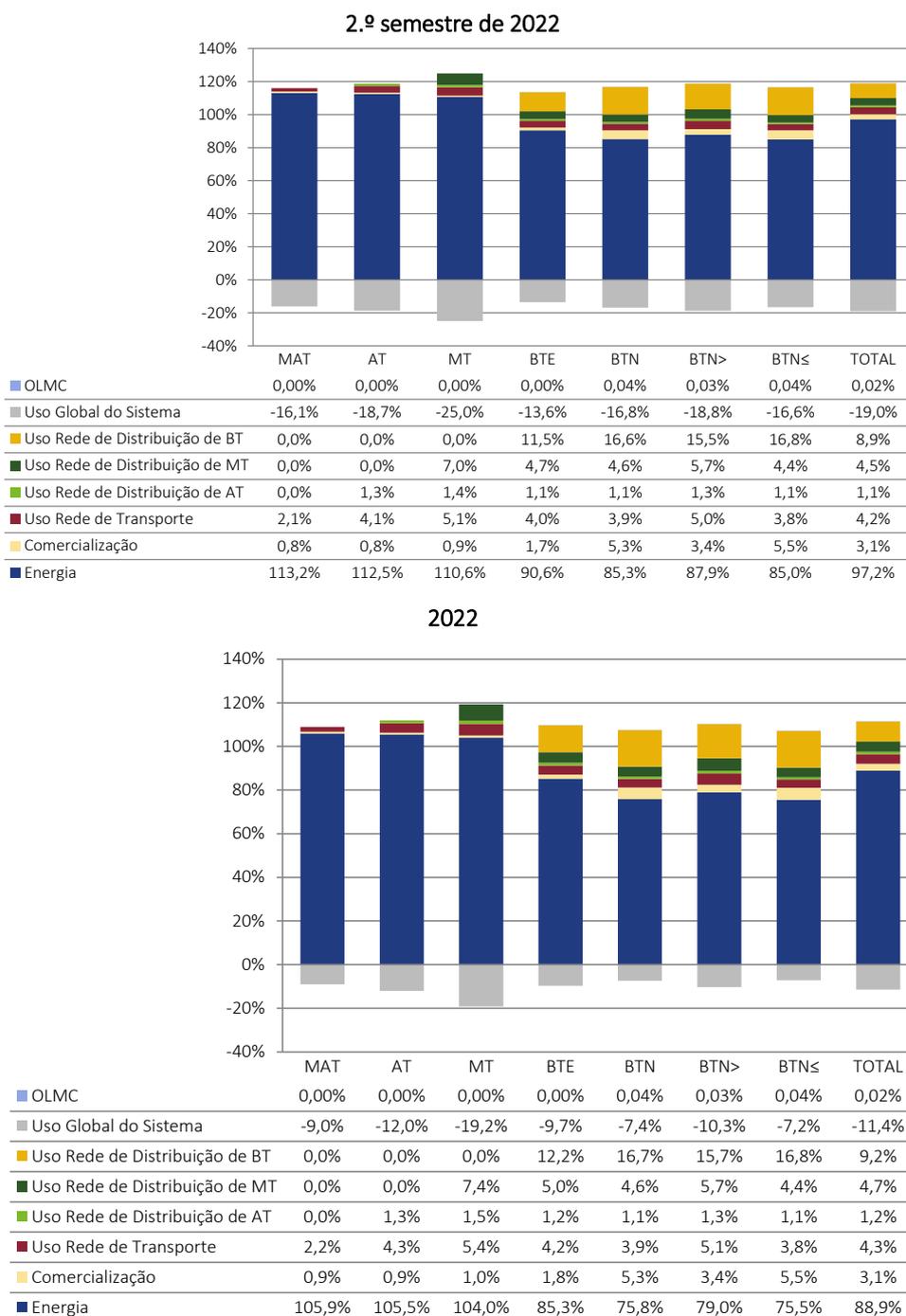
Na Figura 6-22, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais a vigorar no segundo semestre de 2022 e para o ano de 2022.

Figura 6-22 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Na Figura 6-23 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão, para o segundo semestre de 2022 e para o ano de 2022.

**Figura 6-23 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade**



Na Figura 6-24 e na Figura 6-25, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio 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, quer para o segundo semestre de 2022, quer para o ano de 2022.

Figura 6-24 - Preço médio de referência de venda a clientes finais

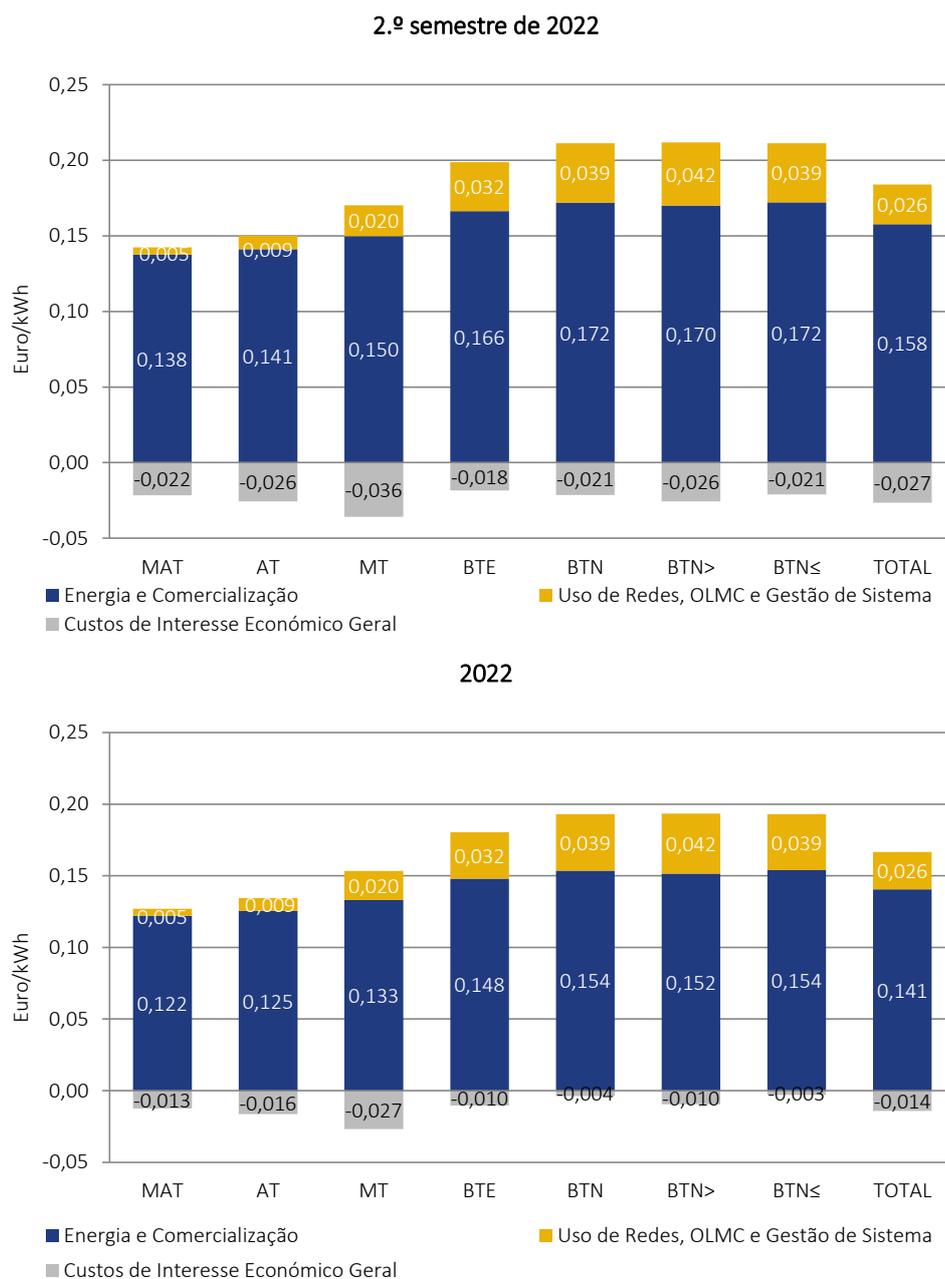
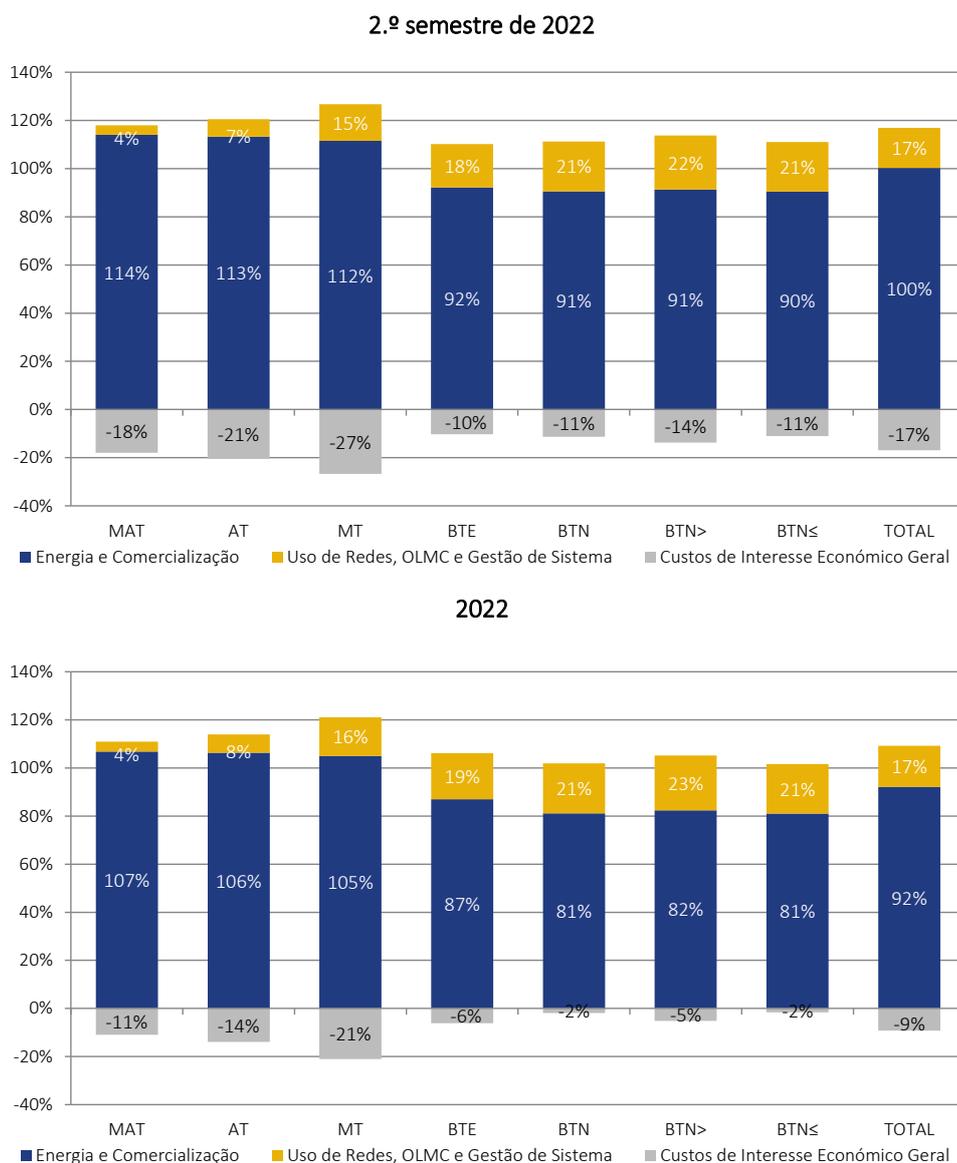


Figura 6-25 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



## 6.4 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

### 6.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

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 2021 e 2022.

A Figura 6-26 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTE, por efeito da variação tarifária e por efeito consumo. O acréscimo do preço médio de +4,6% deve-se essencialmente à variação tarifária de +3,9%.

**Figura 6-26 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTE**

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1704 €/kWh</b> Receitas: 4 909 mil € Quantidades: 29 GWh	<b>0,1782 €/kWh</b> Receitas: 4 378 mil € Quantidades: 25 GWh	4,6%	<b>3,9%</b>	0,7%

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 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e a outubro de 2021 e o preço médio de 2022 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2022 e o efeito da atual fixação excecional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

A Figura 6-27 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  $BTN > (> 20,7 \text{ kVA})$  e pelos consumos de  $BTN \leq (\leq 20,7 \text{ kVA})$ .

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se o acréscimo do preço médio (+2,1%) que resulta do efeito conjugado do acréscimo por efeito consumo (+1,0%) e de um aumento tarifário de +1,1%. Para  $BTN >$  assiste-se também a um acréscimo do preço médio (+2,7%), resultante do aumento por efeito consumo (+1,3%) e do aumento tarifário de +1,4%. Para  $BTN \leq$ , verifica-se também o acréscimo do preço médio entre 2021 e 2022 (+2,0%), decorrente da variação por efeito consumo de +1,0% e da variação tarifária de +1,0%.

**Figura 6-27 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN**

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	<b>0,1905 €/kWh</b> Receitas: 386 797 mil € Quantidades: 2 030 GWh	<b>0,1945 €/kWh</b> Receitas: 357 248 mil € Quantidades: 1 837 GWh	2,1%	<b>1,1%</b>	1,0%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1793 €/kWh</b> Receitas: 20 685 mil € Quantidades: 115 GWh	<b>0,1842 €/kWh</b> Receitas: 16 793 mil € Quantidades: 91 GWh	2,7%	<b>1,4%</b>	1,3%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1912 €/kWh</b> Receitas: 366 112 mil € Quantidades: 1 915 GWh	<b>0,1951 €/kWh</b> Receitas: 340 455 mil € Quantidades: 1 745 GWh	2,0%	<b>1,0%</b>	1,0%

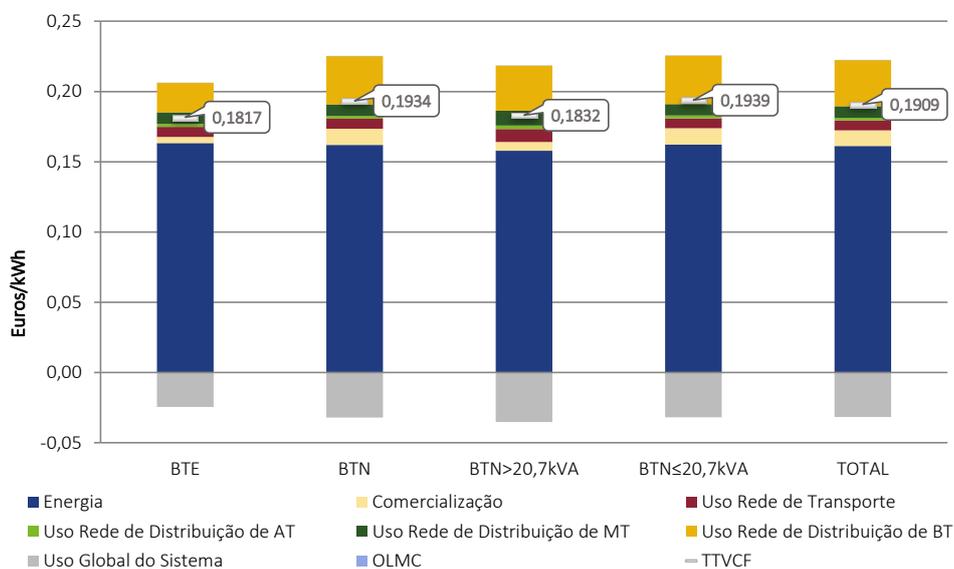
Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e outubro de 2021 e o preço médio de 2022 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2022 e o efeito da atual fixação excepcional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

#### 6.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM 2022

Na Figura 6-28 e na Figura 6-29 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 vigorar no segundo semestre de 2022 e para o ano de 2022. 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 transitórias 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, incluindo o agravamento aplicado na BTE.

Figura 6-28 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

2.º semestre de 2022



2022

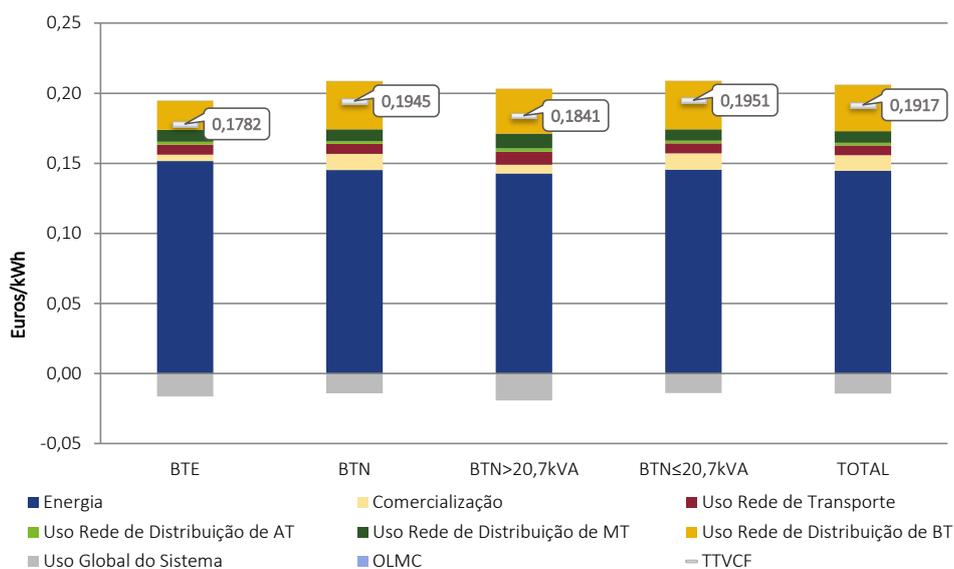
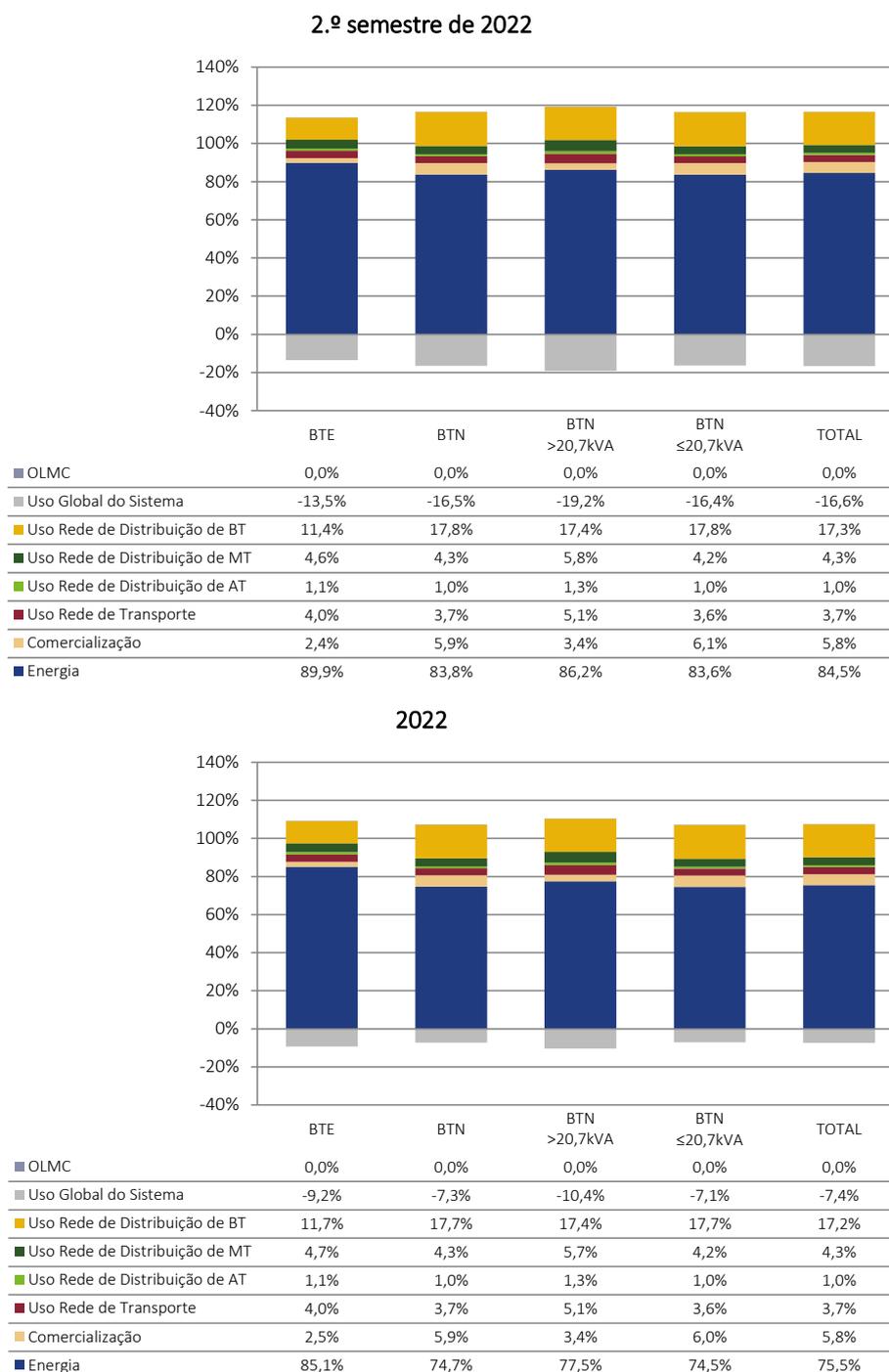


Figura 6-29 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais



Na Figura 6-30 e na Figura 6-31, 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, a vigorar no segundo semestre de 2022 e para o ano de 2022.

Figura 6-30 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas

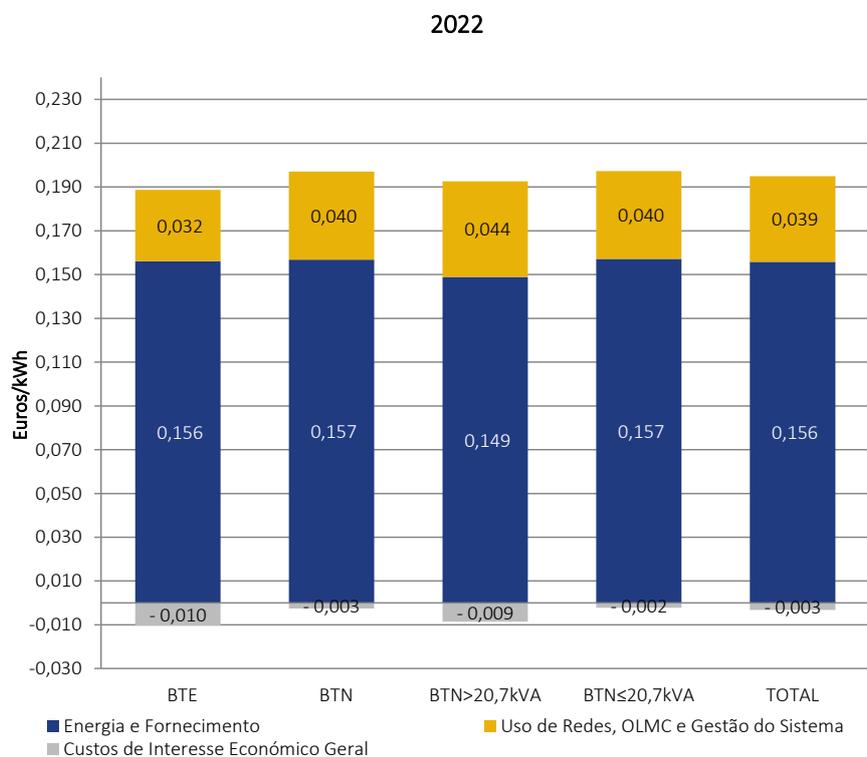
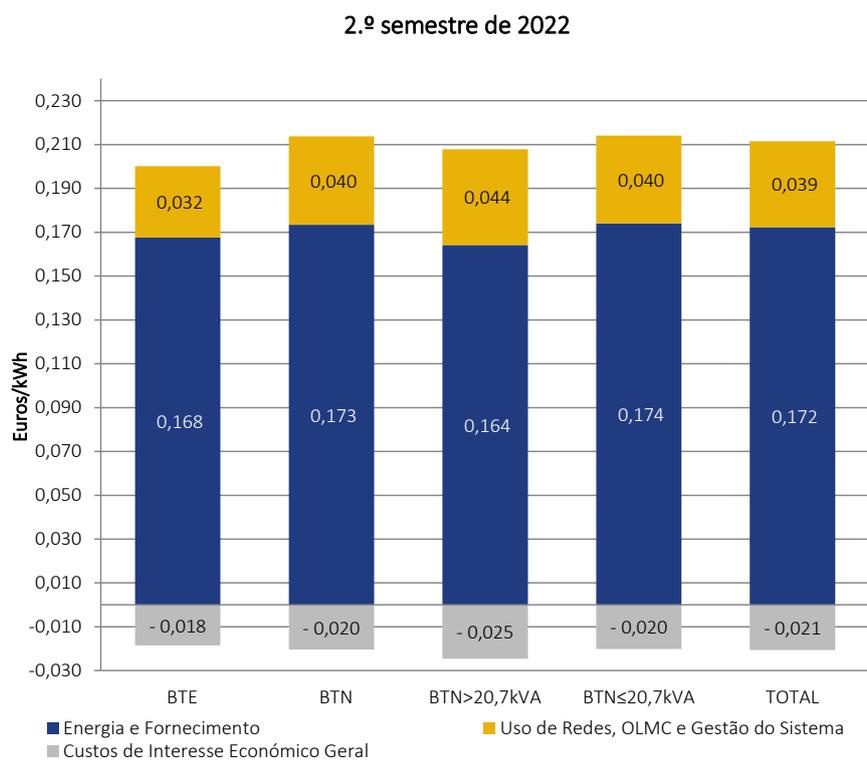
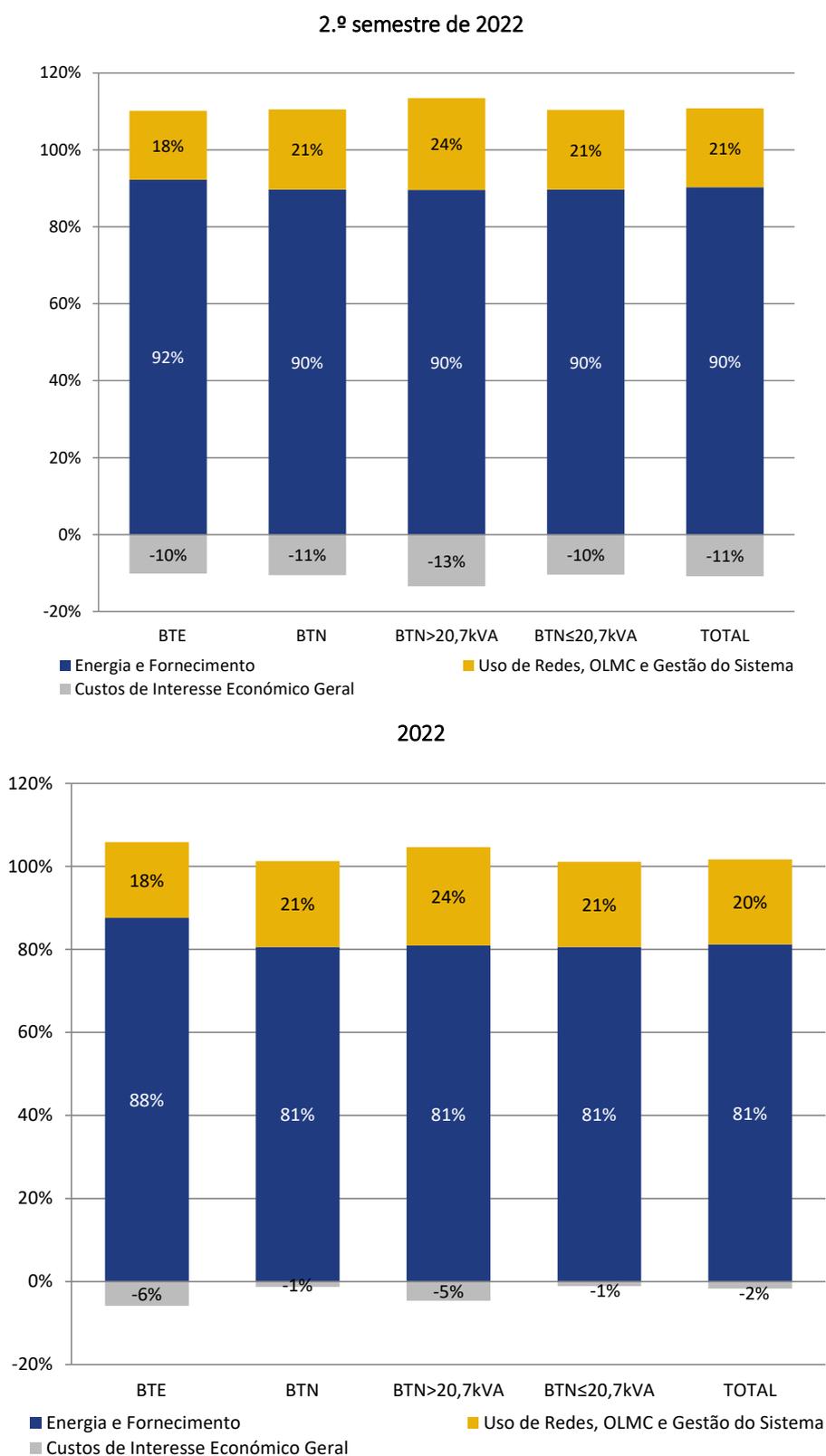


Figura 6-31 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas



## 6.5 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

### 6.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

A partir de 1 de julho de 2022, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de +6,7%, relativamente a 2021, conforme se ilustra na Figura 6-32.

Figura 6-32 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (total)	<b>0,1556 €/kWh</b> Receitas: 106 419 mil € Quantidades: 684 GWh	<b>0,1645 €/kWh</b> Receitas: 122 841 mil € Quantidades: 747 GWh	5,8%	<b>6,7%</b>	-0,9%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	<b>0,1102 €/kWh</b> Receitas: 28 949 mil € Quantidades: 263 GWh	<b>0,1242 €/kWh</b> Receitas: 35 332 mil € Quantidades: 285 GWh	12,7%	<b>13,0%</b>	-0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1580 €/kWh</b> Receitas: 8 905 mil € Quantidades: 56 GWh	<b>0,1683 €/kWh</b> Receitas: 10 392 mil € Quantidades: 62 GWh	6,5%	<b>8,8%</b>	-2,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1784 €/kWh</b> Receitas: 7 561 mil € Quantidades: 42 GWh	<b>0,1842 €/kWh</b> Receitas: 8 559 mil € Quantidades: 46 GWh	3,3%	<b>4,2%</b>	-0,9%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1892 €/kWh</b> Receitas: 61 004 mil € Quantidades: 322 GWh	<b>0,1938 €/kWh</b> Receitas: 68 559 mil € Quantidades: 354 GWh	2,4%	<b>3,8%</b>	-1,3%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e a outubro de 2021 e o preço médio de 2022 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2022 e o efeito da fixação excepcional de julho de 2022.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental. Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAA a partir de 1 de julho de 2022. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2022, isso resultaria numa variação tarifária de +71,6% entre 2021 e 2022, o que compara com uma variação tarifária global de +6,7% para a RAA.

## 6.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

### 6.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE 2021 E 2022

A partir de 1 de julho de 2022, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de +6,4%, relativamente a 2021, conforme se ilustra na Figura 6-33.

Figura 6-33 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM

Tarifa	Preço médio 2021	Preço médio 2022	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM (total)	<b>0,1595 €/kWh</b> Receitas: 126 103 mil € Quantidades: 790 GWh	<b>0,1695 €/kWh</b> Receitas: 134 505 mil € Quantidades: 793 GWh	6,3%	<b>6,4%</b>	-0,1%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	<b>0,1072 €/kWh</b> Receitas: 23 351 mil € Quantidades: 218 GWh	<b>0,1230 €/kWh</b> Receitas: 26 868 mil € Quantidades: 218 GWh	14,7%	<b>14,9%</b>	-0,2%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	<b>0,1581 €/kWh</b> Receitas: 21 776 mil € Quantidades: 138 GWh	<b>0,1689 €/kWh</b> Receitas: 23 864 mil € Quantidades: 141 GWh	6,8%	<b>7,8%</b>	-0,9%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	<b>0,1765 €/kWh</b> Receitas: 10 758 mil € Quantidades: 61 GWh	<b>0,1868 €/kWh</b> Receitas: 9 240 mil € Quantidades: 49 GWh	5,8%	<b>3,8%</b>	2,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	<b>0,1877 €/kWh</b> Receitas: 70 217 mil € Quantidades: 374 GWh	<b>0,1939 €/kWh</b> Receitas: 74 534 mil € Quantidades: 384 GWh	3,3%	<b>3,5%</b>	-0,2%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais de 2021 inclui o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e a outubro de 2021 e o preço médio de 2022 inclui o efeito da revisão trimestral de abril de 2022 e o efeito da fixação excepcional de julho de 2022.

A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em 2022, isso resultaria numa variação tarifária de +59,2% entre 2021 e 2022, o que compara com uma variação tarifária global de +6,4% para a RAM.

## 6.7 CONVERGÊNCIA PARA A TARIFA ADITIVA

As tarifas de Venda a Clientes Finais representam o valor total a pagar pelo fornecimento de eletricidade no mercado regulado, excluindo as taxas e os impostos aplicados. A Figura 6-34 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais <sup>48</sup>. No mercado liberalizado os valores referentes à energia e à comercialização são definidos por cada comercializador, enquanto o valor relativo ao acesso às redes é igual para clientes do mercado liberalizado e regulado.

Figura 6-34 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais



Para evitar a subsídio cruzada entre atividades e entre clientes, a tarifa de Venda a Clientes Finais deve seguir o princípio da aditividade tarifária e ser igual à soma direta das várias tarifas reguladas por atividade <sup>49</sup>. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o Regulamento Tarifário do Setor Elétrico estabelece **mecanismos de convergência** que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva <sup>50</sup>. Sempre que estes mecanismos limitam as variações dos preços, a tarifa de Venda a Clientes Finais não é igual à tarifa aditiva em todos os preços, não obstante estar a recuperar o mesmo nível de receitas em termos médios.

<sup>48</sup> A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

<sup>49</sup> Dependendo do nível de tensão, a aditividade tarifária necessita de considerar o efeito de perdas ao longo da rede ou a conversão de preços quando certas variáveis de faturação não se aplicam a determinados clientes.

<sup>50</sup> Artigos 174.º (Portugal continental), 177.º (RAA) e 180.º (RAM) do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto.

---

A aditividade das tarifas de Venda a Clientes Finais tem sido implementada de forma gradual, garantindo a estabilidade e protegendo os clientes face à evolução das tarifas, evitando-se impactes tarifários significativos por cliente.

As tarifas de Venda a Clientes Finais em BTN incluem como variáveis de faturação um termo de potência e um ou mais termos de energia <sup>51</sup>. Logo, existem diferentes valores para os termos de potência e os termos de energia para recuperar um determinado montante de receitas. O racional subjacente aos mecanismos de convergência consiste em definir tarifas de Venda a Clientes Finais o mais próximo possível das tarifas aditivas, respeitando as variações máximas definidas para os vários preços.

Sempre que a aplicação da tarifa aditiva implicar variações por termo tarifário superior à respetiva variação máxima, a variação desse termo tarifário será igualada a essa variação máxima para efeitos da tarifa de Venda a Clientes Finais. Simultaneamente o efeito dessa alteração será compensado com ajustamentos em sentido contrário em preços que variam abaixo da variação média, de forma a neutralizar o impacto em termos de receitas a recuperar. Logo, se a tarifa aditiva apresentar face à tarifa de Venda a Clientes Finais do ano anterior variações acima das variações máximas estipuladas, a tarifa de Venda a Clientes Finais não será igual à tarifa aditiva preço a preço, embora recupere o mesmo nível de receitas. Se a tarifa aditiva não apresentar variações acima das variações máximas estipuladas, o mecanismo de convergência não limita a variação dos preços e a tarifa de Venda a Clientes Finais será igual à tarifa aditiva em todos os preços.

Para as tarifas de venda a clientes finais a vigorar a partir de 1 de julho de 2022 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em junho de 2022, indicadas no Quadro 6-1. Observa-se que para cada caso definiu-se a variação máxima por preço igual à variação tarifária média entre junho de 2022 e julho de 2022. Sempre que a variação máxima é igual à variação tarifária média, isso significa que o mecanismo de convergência obriga todos os preços a variarem de forma uniforme. A presente decisão tarifária mantém, portanto, a opção tomada na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2021, em que as variações máximas foram definidas entre os preços em vigor em dezembro de 2021 e os de janeiro de 2022.

A decisão por manter este critério de variação uniforme teve em conta a situação atípica, verificada a partir de janeiro de 2022, em especial ao nível das tarifas de Acesso às Redes, com variações significativamente diferentes nas variáveis de faturação, sobretudo devido a valores negativos na tarifa de Uso Global do

---

<sup>51</sup> Em BTN podem aplicar-se até três termos de energia. Nos níveis de tensão superiores aplicam-se outras variáveis de faturação, designadamente a potência contratada, a potência em horas de ponta, a energia ativa e a energia reativa.

Sistema em resultado da imputação de CIEG negativos. Por esse motivo, a tarifa aditiva, que integra a tarifa de Acesso às Redes, tem ela própria uma estrutura preço-a-preço muito diferente quando comparada com anos anteriores e face à estrutura esperada em anos futuros. Assim, a opção por uma variação uniforme em cada um dos grupos tarifários (nível de tensão e tipo de fornecimento) apresentados no Quadro 6-1 dá maiores garantias para se poder prosseguir no processo de convergência tarifária, desejavelmente já a partir das tarifas para o ano de 2023. Nas regiões autónomas assumiram-se variações tarifárias médias diferenciadas por nível de tensão e tipo de fornecimento. Estas resultam de um compromisso em aproximar as variações tarifárias na BTN das registadas em Portugal Continental, limitando subsidiações cruzadas, ao mesmo tempo evitando demasiada pressão tarifária sobre os fornecimentos em BTE e MT.

**Quadro 6-1 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência**

Região	Nível	Variação tarifária média Jul 2022 / Jun 2022	Variação máxima por preço Jul 2022 / Jun 2022
Portugal continental	BTN	-2,6%	-2,6%
Região Autónoma dos Açores	MT	7,6%	7,6%
	BTE	7,6%	7,6%
	BTN	-0,5%	-0,5%
Região Autónoma da Madeira	MT	7,0%	7,0%
	BTE	7,0%	7,0%
	BTN	-0,5%	-0,5%

A **convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira** designa o processo gradual com que os preços unitários das tarifas de Venda a Clientes Finais (TVCF) dessas regiões se aproximam dos preços unitários da tarifa Aditiva do Setor Elétrico, a qual representa a estrutura de custos eficientes de Portugal continental.

Em média, os preços da tarifa Aditiva são mais baixos 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 permitidos das atividades reguladas e as receitas recuperadas com as TVCF das RA é designada como custo da convergência tarifária<sup>52</sup>, o qual é repercutido anualmente na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicando-se a todos os clientes em território nacional.

<sup>52</sup> Este custo também é designado por sobrecusto das Regiões Autónomas.

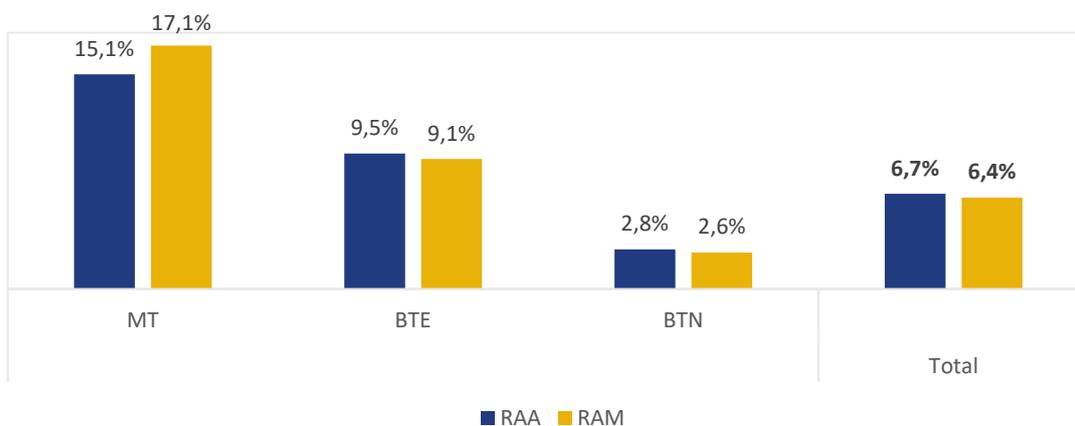
---

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. O princípio da uniformidade tarifária no território nacional concretiza-se através da definição de uma tarifa eficiente, designada por tarifa Aditiva, para a qual a tarifa de Venda a Clientes Finais no mercado regulado deve convergir. O processo de convergência não é imediato uma vez que iria exigir aumentos elevados em alguns preços individuais, o que poderia causar impactes tarifários significativos nos clientes finais, dependendo do seu perfil de utilização. Para mitigar os impactes tarifários, são aplicados mecanismos de convergência em Portugal continental e nas Regiões Autónomas, os quais determinam preços para a TVCF que recuperam o mesmo montante de receitas, mas que limitam preço-a-preço as variações face à TVCF do ano anterior. Por isso, apesar de não se aplicarem diretamente os preços da tarifa Aditiva, aplicam-se preços que recuperam um nível de receitas equivalente ao que resultaria da tarifa Aditiva.

Isto significa que a variação tarifária em cada região depende da variação tarifária que resultaria da tarifa Aditiva, nomeadamente para Portugal continental e para as Regiões Autónomas. Dito de outra forma, o nível tarifário em cada região é determinado pela tarifa Aditiva, enquanto a estrutura preço-a-preço é determinada pela conjugação da tarifa aditiva com os mecanismos de convergência.

As variações tarifárias que resultam da tarifa aditiva nas RA, incluindo a discriminação pelos fornecimentos de MT, BTE e BTN, encontram-se na figura seguinte.

Figura 6-35 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre 2021 e 2022



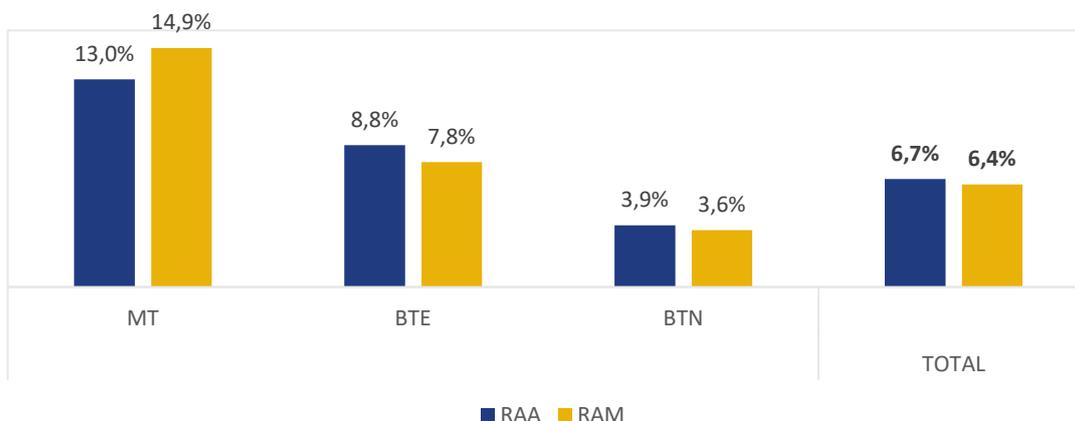
Nota: Variações tarifárias entre a média do ano de 2021 e a média do ano de 2022 <sup>53</sup>.

Verifica-se que as variações tarifárias da tarifa Aditiva não são idênticas entre as duas Regiões Autónomas, apesar de serem semelhantes, devido à existência de estruturas de consumo diferentes.

À semelhança da situação em Portugal continental, a tarifa Aditiva só se aplica diretamente às Regiões Autónomas caso esta tarifa não resulte em variações preço-a-preço acima dos valores máximos permitidos, estipulados anualmente pela ERSE, na comparação da tarifa Aditiva para o próximo ano com a TVCF 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 da TVCF nas duas RA é apresentada na Figura 6-36.

<sup>53</sup> Os valores relativos ao ano de 2021 incluem o efeito das revisões trimestrais na tarifa de energia a julho e a outubro de 2021. Os valores relativos ao ano de 2022 incluem o efeito da revisão trimestral de abril de 2022 e o efeito da atual fixação excepcional a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

Figura 6-36 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre 2021 e 2022



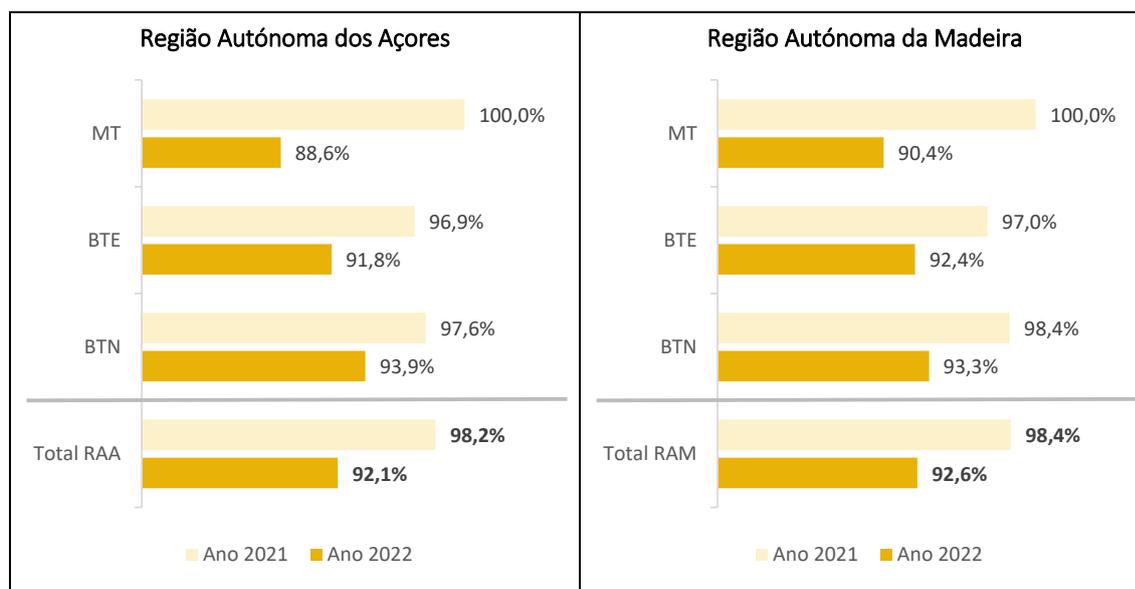
Nota: Variações tarifárias entre a média do ano de 2021 e a média do ano de 2022. Ver nota de rodapé 53.

Na comparação entre a Figura 6-35 e a Figura 6-36 existem divergências sobretudo pela adoção do cenário de variações uniformes entre junho e julho de 2022, como explicado no contexto do Quadro 6-1. Na perspectiva anual, entre os valores médios de 2021 e 2022, isso resulta em aumentos tarifários de menor dimensão em MT e BTE ao nível das tarifas de Venda a Clientes Finais (Figura 6-36), quando comparado com as variações da tarifa Aditiva (Figura 6-35). Isto implica, ainda, que a convergência tarifária em termos médios é apenas assegurada globalmente para cada Região Autônoma, mas não em cada nível de MT, BTE e BTN.

Na comparação preço-a-preço existem também diferenças entre a TVCF e a tarifa Aditiva. A figura seguinte quantifica o grau de convergência tarifária preço-a-preço entre as TVCF das RA com a tarifa Aditiva. O indicador apresentado mede a percentagem de receitas corretamente recuperadas no referencial dos preços da tarifa Aditiva. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência tarifária preço-a-preço <sup>54</sup>.

<sup>54</sup> O indicador apresentado atingirá o valor de 100% quando todos os preços da TVCF forem iguais aos respectivos preços da tarifa aditiva.

Figura 6-37 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva



Nota: Variações tarifárias entre a média do ano de 2021 e a média do ano de 2022. Ver nota de rodapé 53.

No geral, constata-se que o ano 2022 representa uma deterioração na convergência tarifária preço-a-preço, como já tinha sido constatado na decisão inicial de tarifas, de dezembro de 2021<sup>55</sup>. Esta evolução é uma consequência direta da estrutura de preços atípica na tarifa de Acesso às Redes em 2022, que decorre sobretudo da evolução da tarifa de Uso Global do Sistema. Por esse motivo, a ERSE estipulou nos mecanismos de convergência tarifária a aplicação de variações uniformes dos preços, por nível de tensão e tipo de fornecimento.

Contudo, a análise na Figura 6-37 sobre a convergência preço-a-preço deve ser analisada de forma cautelara, uma vez que os preços considerados nos anos 2021 e 2022 correspondem aos preços médios a vigorar, fruto das várias atualizações trimestrais ocorridas em 2021 e em 2022 e da fixação excepcional de tarifas para o 2.º semestre de 2022.

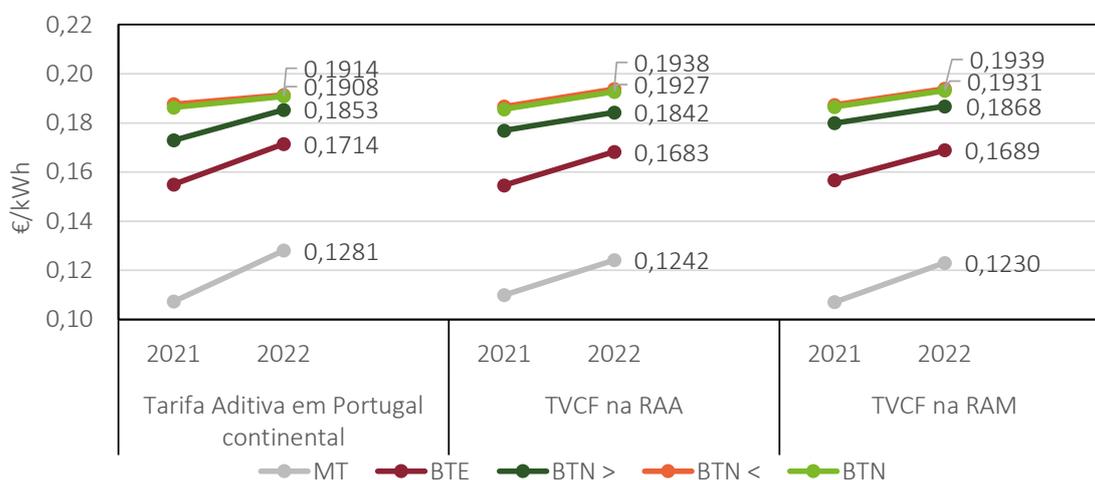
Por fim, na Figura 6-38 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental<sup>56</sup> e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de 2021 e 2022, em EUR/kWh. Estes

<sup>55</sup> Ver figura 7-55 do documento «[Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2022 e Parâmetros para o Período de Regulação 2022-2025](#)», de dezembro de 2021.

<sup>56</sup> Adotam-se para Portugal continental as tarifas aditivas determinadas pela soma das tarifas de Acesso às Redes com os preços da tarifa de Energia e da tarifa de Comercialização.

preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para 2022. Assim, a evolução entre 2021 e 2022 corresponde à variação tarifária em cada região.

**Figura 6-38 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva**



Nota: Variações tarifárias entre a média do ano de 2021 e a média do ano de 2022. Ver nota de rodapé 53.

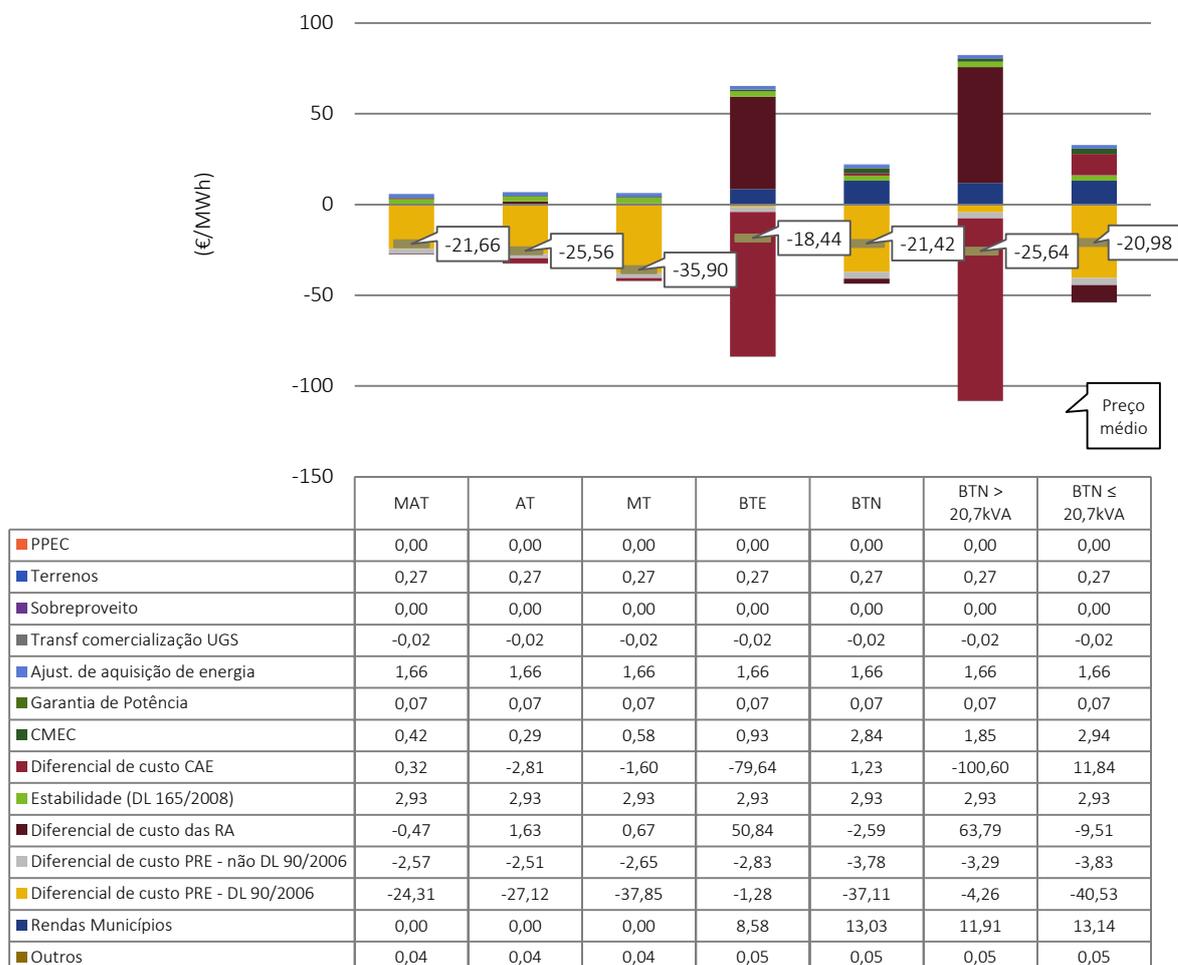
Mesmo se já se tivesse atingido a convergência tarifária preço-a-preço nas Regiões Autónomas, poderiam resultar, na Figura 6-38, diferenças nos preços médios entre a tarifa Aditiva e as TVCF das RA devido às diferenças nas estruturas de consumo.

## 6.8 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

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.

Na Figura 6-39 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG, nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022, que assume valores negativos em todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento. Destaca-se, em particular, a existência de parcelas que assumem valores negativos, com impacto significativo no preço médio dos CIEG, como é o caso do diferencial de custo dos CAE, na BTE e na BT>, e, em menor escala, dos diferenciais de custos da produção em regime especial, em todos os níveis de tensão. De entre as parcelas sem valores negativos destacam-se as rendas pagas aos Municípios e as anuidades dos custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008.

Figura 6-39 - Preço médio dos CIEG nas tarifas a vigorar a partir de 1 de julho de 2022, 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; **Diferencial de custo CAE** – Diferencial de custo 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; **Diferencial de custo das RA** – Diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; **Diferencial de custo PRE-não DL 90/2006** – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução; **Diferencial de custo 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 6-39 e na Figura 6-40, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacto dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente, a vigorar a partir de 1 de julho de 2022.

Estas figuras são representativas da situação atípica atual, com os CIEG incluídos nas tarifas de Acesso às Redes, em MAT, AT, MT, BTE e BTN, a contribuírem para a redução do preço médio, e que, no caso da MAT, AT e MT, conduzem, inclusive, a que as tarifas de Acesso às Redes assumam valores negativos a partir de 1 de julho de 2022. Refira-se que o valor global de CIEG é negativo, devido essencialmente a três fatores: (i) diferenciais de custos com a PRE negativos, que se traduzem num benefício para o sistema elétrico; (ii) diferencial de custo CAE negativo; e (iii) receitas provenientes do ISP, dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa, da CESE e dos saldos de gerência do FA e do FSSSE, que estão a ser imputadas ao diferencial de custo com a PRE renovável.

Figura 6-40 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes

