

**TARIFAS E PREÇOS PARA A
ENERGIA ELÉTRICA DE JUNHO A DEZEMBRO DE 2024**

- FIXAÇÃO EXCECIONAL -

Maio 2024

Este documento está preparado para impressão em frente e verso

Rua Dom Cristóvão da Gama n.º 1-3.º

1400-113 Lisboa

Tel.: 21 303 32 00

Fax: 21 303 32 01

e-mail: erse@erse.pt

www.erse.pt

ÍNDICE

0	SUMÁRIO EXECUTIVO	1
0.1	Evolução das tarifas para a energia elétrica	4
0.2	Proveitos permitidos	11
1	INTRODUÇÃO.....	21
2	PRESSUPOSTOS.....	23
2.1	Preços da energia elétrica e de outras <i>commodities</i>	24
2.1.1	Evolução histórica dos preços	24
2.1.2	Atualização do preços de energia elétrica para 2023 e Previsão dos preços para 2024	31
2.2	Produção com remuneração garantida adquirida pelo AUR	37
2.3	Medidas de contenção tarifária.....	42
3	PROVEITOS PERMITIDOS.....	45
3.1	Síntese dos proveitos permitidos e ajustamentos de 2022 e de 2023	45
3.1.1	Ajustamentos tarifários de 2022 e 2023.....	51
3.2	Atividade desenvolvida pelo agente comercial (diferencial de custo CAE)	53
3.2.1	Proveitos permitidos	54
3.2.2	Ajustamento provisório de 2023	57
3.3	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da RNT	60
3.3.1	Atividade de Gestão Global do Sistema.....	60
3.4	Atividades desenvolvidas pela entidade concessionária da Rede Nacional de Distribuição.....	62
3.4.1	Atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte.....	62
3.5	Atividades desenvolvidas pelo agregador de último recurso	67
3.5.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRG	68
3.6	Atividades desenvolvidas pelo comercializador de último recurso	72
3.6.1	Atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes.....	72
3.6.2	Atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição.....	75
3.7	Atividades desenvolvidas pelas empresas responsáveis pelas redes elétricas nas Regiões Autónomas	76
3.7.1	Atividades desenvolvidas pela empresa responsável pela rede elétricas na região autónoma dos Açores (RAA).....	77
3.7.2	Atividades desenvolvidas pela empresa responsável pela rede elétrica na região autónoma da Madeira (RAM)	80
3.8	Transferências entre agentes do SEN.....	84
3.8.1	Valores mensais a transferir pela REN	85
3.8.1.1	Transferências para a REN Trading.....	85
3.8.1.2	Transferências para a Região Autónoma dos Açores	85
3.8.1.3	Transferências para a Região Autónoma da Madeira	86

3.8.1.4	Transferências para a E-Redes	87
3.8.2	Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade	88
4	TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE 1 DE JUNHO DE 2024	91
4.1	Descrição das tarifas reguladas	91
4.2	Tarifas por atividade da entidade concessionária da RNT	100
4.2.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	100
4.2.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	101
4.3	Tarifas por atividade dos operadores de rede de distribuição	101
4.3.1	Tarifa de Uso Global do Sistema	102
4.3.2	Tarifas de Uso da Rede de Transporte.....	110
4.3.3	Tarifas de Uso da Rede de Distribuição	110
4.4	Tarifas por atividade do Comercializador de último recurso	110
4.4.1	Tarifa de Energia.....	111
4.4.2	Tarifas de Comercialização	112
4.5	Tarifas de Acesso às Redes	112
4.6	Opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT, MT	117
4.7	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores da rede de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	120
4.8	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao Autoconsumo.....	122
4.8.1	Inversão de fluxo nas redes a montante da UPAC.....	125
4.8.2	Isenção de CIEG	126
4.8.3	Tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo	128
4.9	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de armazenamento.....	134
4.10	Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo	135
4.11	Tarifas aplicáveis à Mobilidade Elétrica.....	136
4.11.1	Tarifas de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica	137
4.11.2	Tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica nas RA.....	143
4.12	Tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental.....	144
4.13	Tarifas a aplicar pelo comercializador de último recurso no âmbito do fornecimento supletivo	148
4.13.1	Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	149
4.13.2	Tarifa de Comercialização a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	149
4.13.3	Tarifa de Acesso às Redes a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	149
4.13.4	Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos clientes em MAT, AT, MT e BTE	150
4.13.5	Tarifa a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo aos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT	152

4.13.6	Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo em MAT, AT e MT	153
4.14	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	154
4.15	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	158
4.16	Tarifa social.....	162
4.16.1	Tarifa Social de Acesso às Redes.....	164
4.16.2	Tarifa Social de Venda a Clientes Finais dos Comercializadores de Último Recurso.....	166
5	ANÁLISE DOS IMPACTES TARIFÁRIOS	171
5.1	Tarifas por Atividade.....	172
5.1.1	Evolução do preço médio entre maio de 2024 e junho de 2024.....	172
5.2	Tarifa de Acesso às Redes.....	174
5.2.1	Evolução do preço médio entre maio de 2024 e junho de 2024.....	174
5.2.2	Estrutura do preço médio em junho de 2024.....	178
5.3	Preço médio de referência de venda a clientes finais	182
5.3.1	Evolução do preço médio entre maio de 2024 e junho de 2024.....	182
5.3.2	Estrutura do preço médio em junho de 2024.....	186
5.4	Tarifas transitórias de venda a clientes finais.....	190
5.4.1	Evolução do preço médio entre maio de 2024 e junho de 2024.....	190
5.4.2	Estrutura do preço médio em junho de 2024.....	191
5.5	Tarifa de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo	194
5.5.1	Evolução do preço médio entre maio de 2024 e junho de 2024.....	194
5.5.2	Estrutura do preço médio em junho de 2024.....	195
5.6	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	198
5.6.1	Evolução do preço médio entre maio de 2024 e junho de 2024.....	198
5.7	Tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	199
5.7.1	Evolução do preço médio entre maio de 2024 e junho de 2024.....	199
5.8	Convergência Tarifária.....	200
5.9	Custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral.....	207

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental nos últimos 5 anos.....	6
Figura 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores nos últimos 5 anos.....	8
Figura 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira nos últimos 5 anos.....	9
Figura 0-4 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental nos últimos 5 anos	10
Figura 0-5 – Variação dos proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes.....	16
Figura 0-6 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000	18
Figura 2-1- Evolução do preço de energia elétrica <i>spot</i> em Portugal	25
Figura 2-2 – Evolução dos índices de produtividade hidroelétrica, eólica e solar, do saldo importador e do peso da produção térmica	26
Figura 2-3 - Evolução dos preços médios mensais de energia elétrica (tarifas, <i>spot</i> e futuros)	27
Figura 2-4 - Evolução preço diário <i>Brent</i>	28
Figura 2-5 - Evolução preço diário do gás natural.....	29
Figura 2-6 - Evolução preço licenças de emissão CO ₂ (EUAs)	30
Figura 2-7 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do <i>Brent</i> , do gás natural (NBP, TTF, MIBGAS e LNG Japão) e das licenças de CO ₂ nos mercados <i>spot</i> (jan. 2023 = base 100)	31
Figura 2-8 - Evolução da cotação dos futuros de energia elétrica para Portugal, de produtos para entrega no ano 2024 (<i>t</i>).....	32
Figura 2-9 - Evolução da cotação dos futuros de CO ₂	33
Figura 2-10 - Leilões com produtos para entrega no ano 2024	34
Figura 2-11 - Atualização dos preços reais de energia elétrica e restantes <i>commodities</i> do ano 2023 (<i>t-1</i>).....	35
Figura 2-12 - Atualização das previsões dos preços de energia elétrica e restantes <i>commodities</i> para o ano 2024 (<i>t</i>)	35
Figura 2-13 - Evolução da produção por tecnologia de PRG após revisão dos anos 2023 e 2024	41
Figura 2-14 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRG após revisão dos anos 2023 e 2024	42
Figura 3-1 - Desvios em 2023 do <i>mark-up</i> da Turbogás (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	60
Figura 4-1 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA	154
Figura 4-2 - Proveitos a recuperar pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM	159
Figura 5-1 - Decomposição da variação do preço médio	172
Figura 5-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes ...	173

Figura 5-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de Energia e de Comercialização	174
Figura 5-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	174
Figura 5-5 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes	175
Figura 5-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT	176
Figura 5-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT	176
Figura 5-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT	177
Figura 5-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE	177
Figura 5-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTN	178
Figura 5-11 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade em junho de 2024	179
Figura 5-12 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade em junho de 2024	180
Figura 5-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em junho de 2024	181
Figura 5-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em junho de 2024	182
Figura 5-15 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	183
Figura 5-16 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT	184
Figura 5-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT	184
Figura 5-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT	185
Figura 5-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE	185
Figura 5-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN	186
Figura 5-21 - Preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	187
Figura 5-22 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade	188
Figura 5-23 - Preço médio de referência de venda a clientes finais	189
Figura 5-24 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais	189
Figura 5-25 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN	190
Figura 5-26 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	191
Figura 5-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	192
Figura 5-28 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas	193
Figura 5-29 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas	194

Figura 5-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE	195
Figura 5-31 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em junho de 2024	196
Figura 5-32- Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em junho de 2024.....	196
Figura 5-33 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em junho de 2024, decomposto por parcelas.....	197
Figura 5-34 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, decomposto por parcelas	198
Figura 5-35 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA	199
Figura 5-36 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM	200
Figura 5-37 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais.....	201
Figura 5-38 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre maio de 2024 e junho de 2024	204
Figura 5-39 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre maio de 2024 e junho de 2024	205
Figura 5-40 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva	206
Figura 5-41 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva	207
Figura 5-42 - Preço médio dos CIEG, nas tarifas a vigorar a partir de junho de 2024, por componente	209
Figura 5-43 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes, a partir de junho de 2024	210
Figura 5-44 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes, a partir de 1 de junho de 2024...211	

ÍNDICE DE QUADROS

Quadro 0-1 - Variação das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental	5
Quadro 0-2 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma dos Açores	7
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira	8
Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental	10
Quadro 0-5 - Variação mensal das tarifas por atividade em Portugal continental em junho de 2024 ...	11
Quadro 0-6 - Proveitos permitidos a recuperar com a aplicação das tarifas em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024).....	15
Quadro 0-7 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2024 (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)	17
Quadro 0-8 - Proveitos por atividade em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em junho de 2024)	19
Quadro 0-9 - Proveitos por atividade e custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em junho de 2024).....	20
Quadro 2-1 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t*	34
Quadro 2-2 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR para fornecimento dos clientes.....	36
Quadro 2-3 – Previsões nas tarifas de 2024 e dados mais recentes disponíveis para a PRG adquirida pelo AUR em 2023 e 2024	38
Quadro 2-4 - Atualização das previsões de produção da PRG Eólica e PRG Cogeração para 2023 e 2024	39
Quadro 2-5 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRG (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)	40
Quadro 2-6 – Medidas de contenção tarifária no ano de 2024 (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)	44
Quadro 3-1 - Proveitos por atividade no Continente (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em junho de 2024)	46
Quadro 3-2 - Proveitos por atividade nas Regiões Autónomas (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)	47
Quadro 3-3 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024).....	48
Quadro 3-4 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2024, no Continente	50
Quadro 3-5 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading.....	52

Quadro 3-6 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade	52
Quadro 3-7 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)	55
Quadro 3-8 - Comparação dos pressupostos alterados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2024	56
Quadro 3-9 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	57
Quadro 3-10 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2023 (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	57
Quadro 3-11 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2023 (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)	58
Quadro 3-12 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023 (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	59
Quadro 3-13 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão para publicação em maio de 2024)	61
Quadro 3-14 - Previsão dos custos anualizados com os descontos da tarifa Social em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)	64
Quadro 3-15 - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2024 e ajustamentos de 2022 e 2023 a financiar em 2024	65
Quadro 3-16 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)	67
Quadro 3-17 – Proveitos permitidos e a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR (valores publicados em dezembro de 2024 e revisão para publicação em maio de 2024)	70
Quadro 3-18 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024).....	71
Quadro 3-19 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024).....	73
Quadro 3-20 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024).....	74
Quadro 3-21 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)	75

Quadro 3-22 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024).....	76
Quadro 3-23 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2024 (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	77
Quadro 3-24 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2024 (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	78
Quadro 3-25 - Proveitos permitidos da atividade Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	79
Quadro 3-26 - Custo com a convergência tarifária na RAA (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	80
Quadro 3-27 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2024 (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	81
Quadro 3-28 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2024 (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	81
Quadro 3-29 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2024 (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	81
Quadro 3-30 - Proveitos permitidos da atividade Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	83
Quadro 3-31 - Custo com a convergência tarifária na RAM (valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024).....	84
Quadro 3-32 - Transferências da REN para a REN Trading de junho a dezembro de 2024	85
Quadro 3-33 - Transferências da REN para a EDA relativas à convergência tarifária de junho a dezembro de 2024.....	86
Quadro 3-34 - Transferências da REN para a EDA relativas à tarifa Social de junho a dezembro de 2024	86
Quadro 3-35 - Transferências da REN para a EEM relativas à convergência tarifária de junho a dezembro de 2024.....	87
Quadro 3-36 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa Social de junho a dezembro de 2024	87
Quadro 3-37 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à tarifa Social de junho a dezembro de 2024.....	88
Quadro 3-38 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade de junho a dezembro de 2024 – AUR.....	89

Quadro 3-39 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade de junho a dezembro de 2024 – CUR	89
Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico	92
Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas do setor elétrico aplicáveis ao setor da mobilidade elétrica	98
Quadro 4-3 - 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.....	101
Quadro 4-4 - 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.....	101
Quadro 4-5 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação para o ano 2024, nos termos dos n.ºs 2 e 3 do artigo 160.º (coeficientes padrão em 2024)	104
Quadro 4-6 - Aumento da parcela II da tarifa UGS dos ORD na Decisão de Tarifas 2024, para diferentes chaves de alocação	105
Quadro 4-7 - Decomposição da parcela II da tarifa UGS dos ORD, na Decisão de Tarifas 2024	106
Quadro 4-8 - Aumento da parcela II da tarifa UGS dos ORD na Fixação Excepcional de Tarifas 2024, para diferentes chaves de alocação	106
Quadro 4-9 - Decomposição da parcela II da tarifa UGS dos ORD, entre a Decisão de Tarifas 2024 e a Fixação Excepcional de Tarifas 2024	107
Quadro 4-10 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação na Fixação Excepcional de Tarifas, a partir de junho de 2024	108
Quadro 4-11 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD	109
Quadro 4-12 - Preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	109
Quadro 4-13 - Preços da tarifa de Uso Global do Sistema nos vários níveis de tensão e opções tarifárias.....	110
Quadro 4-14 - Preços da tarifa de Energia.....	111
Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Energia por tipo de fornecimento e nas várias opções tarifárias....	112
Quadro 4-16 - Preços das tarifas de Acesso às Redes.....	114
Quadro 4-17 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos CIEG, a partir de 1 de junho de 2024	116
Quadro 4-18 - Preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes	118
Quadro 4-19 - Preços de potência em horas de ponta, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes, repartidos por atividades	120
Quadro 4-20 - Estrutura de fornecimento a utilizar a partir de 1 de junho de 2024 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT	121
Quadro 4-21 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos operadores das redes de distribuição e comercializadores de último recurso exclusivamente em BT.....	122
Quadro 4-22 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT nos vários níveis de tensão e opções tarifárias	122

Quadro 4-23 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 50%	127
Quadro 4-24 - Montantes de CIEG a deduzir nas tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP para a modalidade de isenção de 100%	128
Quadro 4-25 - 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	131
Quadro 4-26 - 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	132
Quadro 4-27 - 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	133
Quadro 4-28 - 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 MAT	139
Quadro 4-29 - 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 AT.....	140
Quadro 4-30 - 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	140
Quadro 4-31 - 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.....	141
Quadro 4-32 - 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	142
Quadro 4-33 - 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	142
Quadro 4-34 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAA	144
Quadro 4-35 - Preços da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica na RAM	144
Quadro 4-36 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais	145
Quadro 4-37 - Tarifa de Energia a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo	149
Quadro 4-38 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo	150
Quadro 4-39 - Tarifa a aplicar pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT, no âmbito do fornecimento supletivo.....	153
Quadro 4-40 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA.....	155

Quadro 4-41 - Preços das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM.....	160
Quadro 4-42 - Clientes beneficiários da tarifa social e valor global anualizado do desconto	164
Quadro 4-43 - Preços da tarifa social de Acesso às Redes	165
Quadro 4-44 - Preços do desconto da tarifa social de Acesso às Redes	166
Quadro 4-45 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental	167
Quadro 4-46 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores.....	168
Quadro 4-47 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira	169
Quadro 5-1 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência	203

0 SUMÁRIO EXECUTIVO

O presente documento fundamenta a fixação excecional de tarifas de energia elétrica a vigorar a partir de 1 de junho de 2024, ao abrigo do artigo 208.º do Regulamento Tarifário ¹ (RT). Os proveitos permitidos e as tarifas e preços, constantes do presente documento, foram determinados no mesmo contexto regulamentar do exercício tarifário publicado a 15 de dezembro de 2023 e devem ser analisados no quadro regulatório definido para o período de regulação 2022-2025.

MOTIVAÇÃO PARA A FIXAÇÃO EXCECIONAL

O exercício tarifário de 2024 foi realizado num contexto de incerteza decorrente de um conjunto de fatores externos conjunturais e estruturais ², que dificultaram a previsão de evolução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas, apesar de alguma estabilização do contexto macroeconómico, face ao verificado na preparação dos exercícios tarifários para 2022 e para 2023.

Dado o cenário de incerteza e de volatilidade de preços em que foram efetuadas essas previsões, nos documentos que acompanharam a fixação das tarifas de 2024 em vigor, publicados em dezembro de 2023, a ERSE comprometeu-se a manter a monitorização dos preços grossistas de eletricidade e das demais *commodities*, dando nota que poderia aplicar uma revisão excecional das tarifas de 2024, à semelhança do ocorrido nos dois anos anteriores, para ajustar as previsões do preço de energia elétrica às condições de mercado mais atuais.

As tarifas de energia elétrica para 2024 foram definidas com um preço estimado de energia elétrica no mercado grossista de 88,3 EUR/MWh, que refletia o preço médio do mercado de futuros (OMIP) para o primeiro semestre de 2024, com informação recolhida até 30 de novembro de 2023. As rápidas alterações de contexto verificadas nos primeiros meses dos anos anteriores, que justificaram as fixações excecionais das tarifas de energia em 2022 e em 2023, levaram a ERSE a optar por previsões para 2024 suportadas em preços nos mercados de futuros para horizontes mais curtos. Não obstante, verifica-se que o preço grossista de eletricidade previsto para as tarifas de 2024 em vigor está significativamente acima dos preços

¹ [Regulamento n.º 828/2023](#), publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 146, de 28 de julho de 2023.

² Salientam-se os seguintes fatores conjunturais: prolongamento da guerra na Ucrânia, reacendimento do conflito israelo-palestiniano, estrangulamentos que ainda se verificam nas cadeias de abastecimento no período pós-COVID, efeitos de hidraulicidade e de eolicidade. Como principais fatores estruturais aponta-se a eficácia das medidas para aumentar a eficiência energética e o ritmo de ligação às redes de nova capacidade de produção renovável em Portugal e em Espanha.

ocorridos nos primeiros meses já fechados de 2024 (média de 36,7 EUR/MWh até 30 de abril), bem como dos preços que os mercados futuros indicam para o resto do ano, o que conduz a uma nova estimativa para 2024 do preço médio de energia elétrica no mercado grossista para efeitos tarifários de 46,0 EUR/MWh.

A forte redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas nos primeiros meses de 2024, e a expectativa de preços reduzidos para o remanescente do ano, justificam, assim, esta fixação excecional da tarifa de Energia e da tarifa de Uso Global do Sistema e das restantes tarifas que incorporam estas duas tarifas.

Esta revisão permite adequar as tarifas de Acesso às Redes às atuais condições de mercado, minimizando a necessidade de ajustamentos nos anos seguintes e o conseqüente risco de criação de défice tarifário. As tarifas de Acesso às Redes recuperam os custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (CIEG) associados à produção de eletricidade, que são uma componente importante destas tarifas. Nestes custos destacam-se pela sua relevância, o diferencial de custo com aquisição de energia a produtores com remuneração garantida (PRG³) e o diferencial de custo com os Contratos de Aquisição de Energia (CAE⁴). Estas duas rubricas de custos, muito em particular o diferencial de custo com aquisição de energia a PRG, serão superiores ao inicialmente previsto na fixação das tarifas de 2024 em vigor. Nos termos da atual legislação, estes diferenciais de custos são calculados pela diferença entre os custos de aquisição aos PRG ou aos produtores com CAE e as receitas de venda da energia elétrica produzida por esses produtores no mercado grossista. Deste modo, uma diminuição dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas tem um efeito em sentido contrário nos montantes destes CIEG e, conseqüentemente, nas tarifas de Acesso às Redes, dada a semelhança entre estes mecanismos e os contratos por diferença.

Uma vez que entre 35% e 45% da energia elétrica consumida em Portugal em 2024 terá origem nestes produtores com remuneração garantida (PRG, incluindo produtores fotovoltaicos com capacidade atribuída em leilão, e produtores com CAE), a repercussão do custo destes contratos ainda tem alguma materialidade na fatura dos consumidores, nomeadamente nos de Baixa Tensão, em que a componente

³ Refere-se à anterior produção em regime especial a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes bonificados de apoio à remuneração, assim como a cogeração com regime de remuneração garantida. A energia destes produtores é adquirida pelo agregador de último recurso (atualmente SU Eletricidade).

⁴ 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. Nas tarifas de 2024 este diferencial de custo refere-se apenas ao CAE da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás, que cessou por decurso do prazo a 29 de março.

de Acesso às Redes tem um maior peso na fatura total, embora contrabalançada pela redução do preço de energia.

Contudo, intrinsecamente, a repercussão do diferencial de custos destes contratos é efetuada com um desfasamento temporal devido à periodicidade anual de fixação das tarifas de Acesso às Redes. Na ausência de uma revisão excecional das tarifas de Acesso às Redes em 2024, a atual redução dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas provocaria ajustamentos muito avultados nos proveitos permitidos das atividades que suportam os CIEG associados à produção de eletricidade, a devolver às empresas, com o consequente acréscimo das tarifas de Acesso às Redes em 2025 e 2026, ou com a criação de défice tarifário. A ERSE encontra-se a definir um mecanismo expedito de atualização automática das tarifas de Acesso às Redes, que evite o processo mais demorado de fixação excecional de tarifas. Existindo desvios materialmente relevantes dos preços grossistas de energia elétrica face aos previstos no exercício tarifário, este mecanismo pretende possibilitar a ativação de um processo de atualização gradual das tarifas de Acesso às Redes, com uma periodicidade inferior à anual.

Assinala-se, ainda, que a revisão de preços alargada a todas as *commodities* permite atualizar as previsões das medidas de contenção tarifária (MCT)⁵, nomeadamente das transferências para o SEN de receitas provenientes dos leilões de licenças de emissão de CO₂, por efeito do preço destas licenças, assim como as previsões dos custos de produção e aquisição de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que são aceites por via regulatória, que são dependentes dos preços de combustíveis como o fuelóleo e o gasóleo.

Adicionalmente, esta fixação excecional das tarifas contribui para o equilíbrio financeiro das atividades reguladas, cujos proveitos integram os CIEG associados à produção de eletricidade e as MCT, reduzindo as oscilações dos níveis de proveitos dessas atividades que resultariam da repercussão dos ajustamentos calculados em base anual neste contexto de volatilidade de preços de energia.

Finalmente, sublinha-se que esta fixação excecional volta a ser preparada num contexto de instabilidade e incerteza, podendo não significar a estabilização tarifária nos níveis que agora se propõem nos processos tarifários subsequentes.

⁵ Algumas variáveis com impacto no montante das MCT do ano de 2024 não foram atualizadas, como por exemplo as receitas decorrentes dos leilões de garantias de origem ou o número de licenças de CO₂ atribuídas a Portugal para leilão.

PROCEDIMENTOS PARA A FIXAÇÃO EXCECIONAL E APLICAÇÃO A PARTIR DE 1 DE JUNHO

A fixação excecional das tarifas do setor elétrico está prevista no artigo 208.º do RT, que estabelece 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 207.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 redução dos preços nos mercados grossistas de eletricidade tem um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas e provoca desvios significativos relativamente aos valores anteriormente publicados, na sequência das decisões tarifárias de 15 de dezembro de 2023 ⁶, que aprovou os preços das tarifas a vigorarem a partir de 1 de janeiro de 2024.

De acordo com os procedimentos do RT, submeteu à apreciação do Conselho Tarifário para emissão de parecer no prazo de 20 dias contínuos, 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 junho a dezembro de 2024 – Fixação excecional». Tendo em conta o parecer não vinculativo do Conselho Tarifário, procede-se à publicação dos valores das tarifas e preços para a energia elétrica para o Continente e para as Regiões Autónomas, a vigorar a partir de 1 de junho de 2024.

0.1 EVOLUÇÃO DAS TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA

Com esta fixação excecional das tarifas do setor elétrico, com efeitos a partir de 1 de junho de 2024, são atualizadas duas das tarifas por atividade, designadamente a tarifa de Uso Global do Sistema e a tarifa de Energia. Em consequência, são ainda atualizadas todas as tarifas que dependem de forma aditiva destas duas tarifas individuais, designadamente as tarifas de Acesso às Redes e as tarifas de Venda a Clientes Finais, incluindo as tarifas sociais de Venda a Clientes Finais.

⁶ Disponível em «[Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024](#)» e aprovadas através da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro.

As variações tarifárias são apresentadas em dois referenciais distintos. Para permitir a comparação com as variações tarifárias da decisão de tarifas para o ano 2024, divulgadas em dezembro de 2023, algumas das variações tarifárias são apresentadas em termos anualizados, comparando os preços das tarifas de 2023 e 2024⁷. As variações tarifárias são também apresentadas em termos mensais, comparando os preços médios das tarifas de maio de 2024 e de junho de 2024.

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

Em 2024, nos termos previstos pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em baixa tensão normal (BTN), encontrando-se extintas as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em muito alta tensão (MAT), alta tensão (AT), média tensão (MT) e baixa tensão especial (BTE).

O Comercializador de Último Recurso (CUR) assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação vigente, bem como nas situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do n.º 3 do artigo 140.º, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na sua redação atual. No que respeita ao fornecimento supletivo, salienta-se a densificação do regime regulamentar, previsto no Regulamento de Relação Comerciais, que fixa os prazos de permanência no CUR.

Apresenta-se no Quadro 0-1 a variação anual e mensal das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, aplicáveis aos clientes em BTN.

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

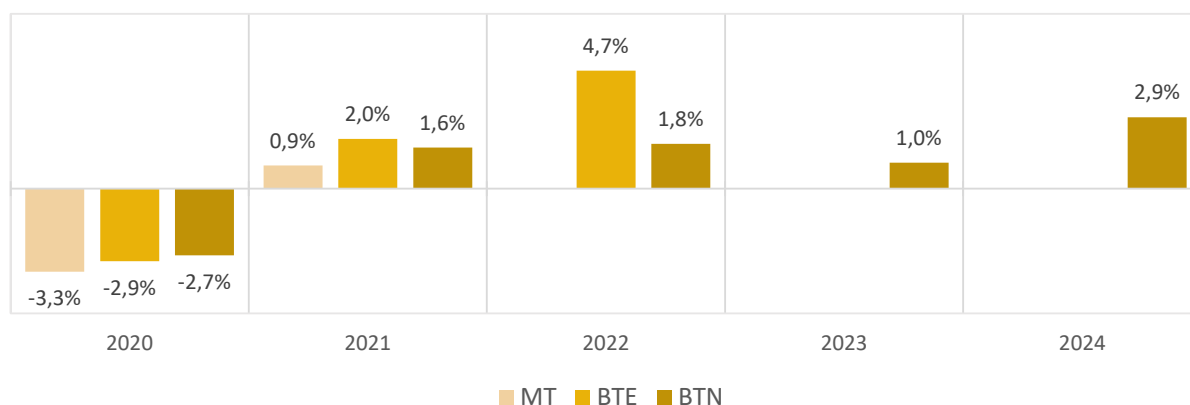
	Variação anual 2024 / 2023	Variação mensal Jun 2024 / Mai 2024
BTN	2,9%	-0,1%

⁷ O preço de 2023 reflete os preços em vigor desde 1 de janeiro de 2023, a atualização trimestral na tarifa de energia a partir de abril de 2023 e a fixação excecional de tarifas a partir de julho de 2023. O preço de 2024 reflete os preços em vigor desde 1 de janeiro de 2024 e a fixação excecional de tarifas a partir de junho de 2024.

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental, em BTN, observam uma variação negativa, de -0,1%, entre maio e junho de 2024. Em termos médios, entre o ano 2023 e o ano 2024, verifica-se uma variação de +2,9%.

A Figura 0-1 ilustra as variações anuais das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em Portugal continental no período de 2020 a 2024, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Em cada ano, consideram-se os valores médios anuais das tarifas, caso tenham ocorrido atualizações trimestrais ou fixações excecionais de 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, vigentes em 2024, apresentam um desconto de 33,8%, estabelecido no [Despacho n.º 10557/2023](#), de 16 de outubro, do Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima.

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 BTN, obtenham um rendimento anual inferior ao rendimento anual máximo⁸, 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 de cada uma das regiões.

No Quadro 0-2 apresenta-se a variação anual e mensal 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

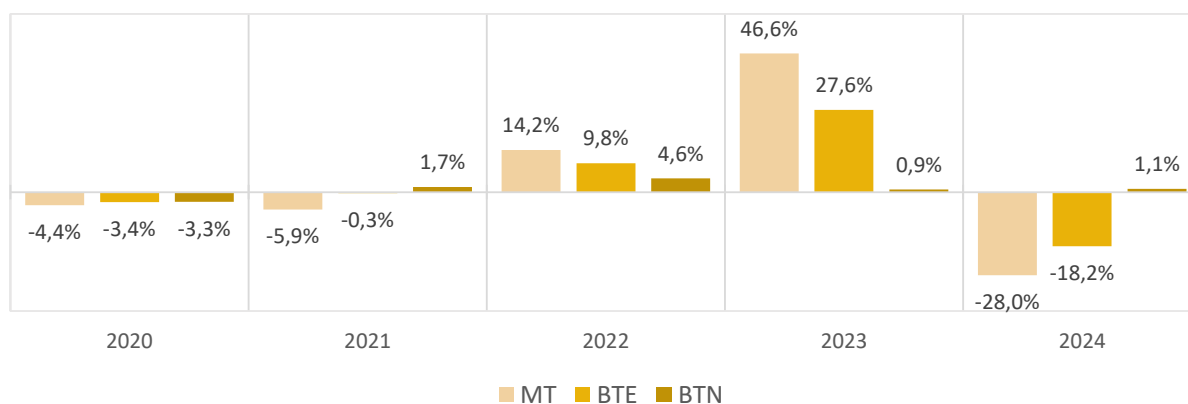
	Variação anual 2024 / 2023	Variação mensal Jun 2024 / Mai 2024
MT	-28,0%	-10,1%
BTE	-18,2%	-2,8%
BTN	1,1%	1,5%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma dos Açores, considerando os preços em vigor em maio de 2024, é de -10,1% para os clientes em MT, de -2,8% para os clientes em BTE e de +1,5% para os clientes em BTN. Em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2024, verifica-se uma variação de -28,0%, -18,2% e +1,1% 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 2020 a 2024, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Em cada ano consideram-se os valores médios anuais das tarifas, em caso de atualizações trimestrais ou fixações excecionais de tarifas.

⁸ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6 272,64 euros, acrescido de 50% por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de dez.

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 anual e mensal das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira.

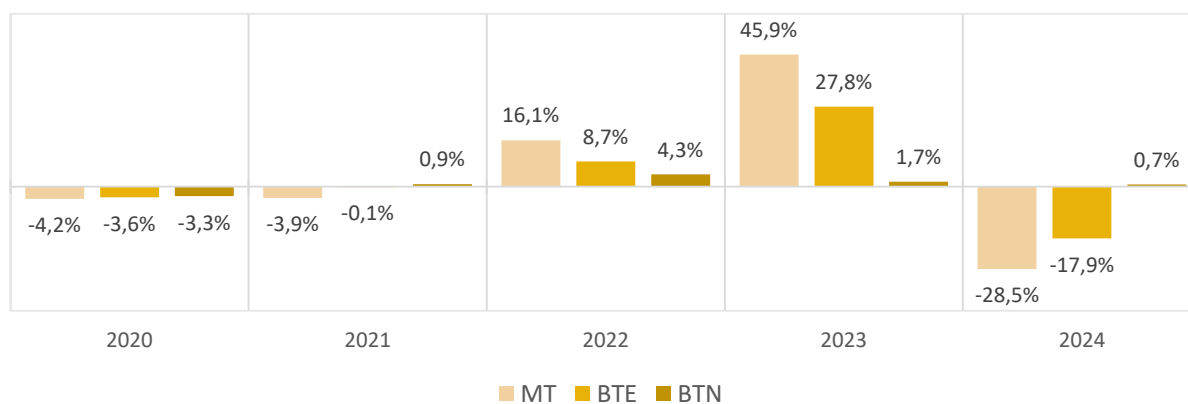
Quadro 0-3 - Variação das tarifas de Venda a Clientes Finais da Região Autónoma da Madeira

	Variação anual 2024 / 2023	Variação mensal Jun 2024 / Mai 2024
MT	-28,5%	-10,4%
BTE	-17,9%	-2,4%
BTN	0,7%	1,2%

A variação das tarifas de Venda a Clientes Finais na Região Autónoma da Madeira, considerando os preços em vigor em maio de 2024, é de -10,4% para os clientes em MT, de -2,4% para os clientes em BTE e de +1,2% para os clientes em BTN. Em termos médios, entre o ano de 2023 e o ano de 2024, verifica-se uma variação de -28,5%, -17,9% e +0,7% 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 2020 a 2024, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Em cada ano consideram-se os valores médios anuais das tarifas, em caso de atualizações trimestrais ou fixações excecionais de 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 2024, que apresentam um desconto de 33,8%, estabelecido no Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, do Gabinete da Secretária de Estado da Energia e Clima. 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.

TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES

As tarifas de Acesso às Redes são pagas por todos os consumidores pela utilização das infraestruturas de redes, independentemente dos seus comercializadores. 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. O Quadro 0-4 apresenta a variação anual e mensal das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental.

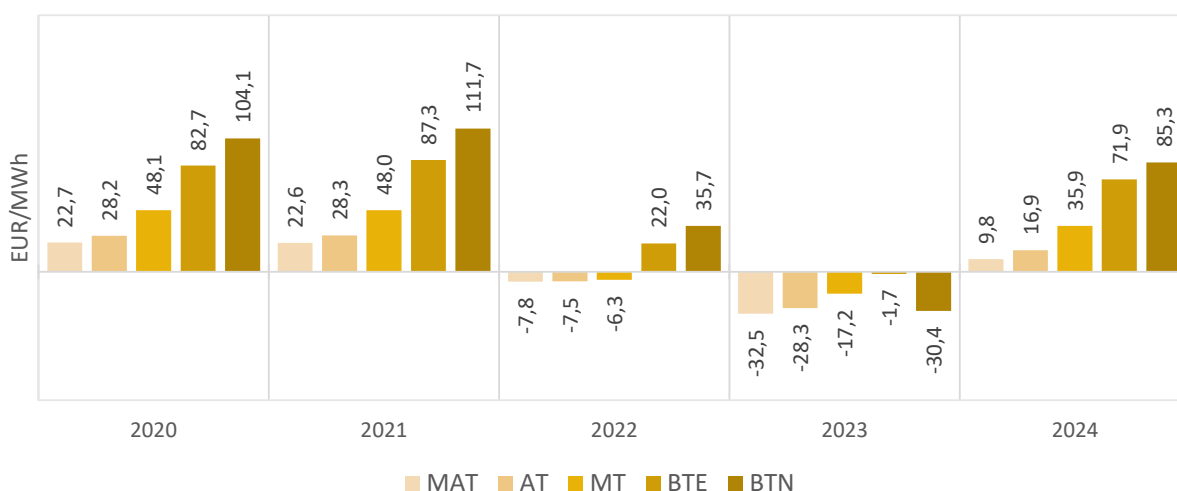
Quadro 0-4 - Variação das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental

	Varição anual 2024 / 2023	Varição mensal Jun 2024 / Mai 2024
MAT	130,2%	67,3%
AT	159,9%	57,5%
MT	310,8%	49,3%
BTE	4201,3%	45,6%
BTN	378,6%	49,3%

A variação das tarifas de Acesso às Redes depende das tarifas por atividade associadas com o uso das redes de transporte e de distribuição e a gestão global do sistema, que integra os CIEG. Os aumentos a partir de junho de 2024 em todos os níveis de tensão e tipos de fornecimento, face aos preços de maio de 2024, decorrem essencialmente da redução dos preços de energia elétrica em mercado, que têm um efeito penalizador em algumas rubricas dos CIEG suportados por todos os utilizadores da rede.

A Figura 0-4 apresenta os preços médios das tarifas de Acesso às Redes em Portugal continental no período de 2020 a 2024, para os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento. Nos anos 2022 a 2024 consideram-se os valores médios anuais das tarifas, devido às fixações excecionais de tarifas durante o ano.

Figura 0-4 - Preço médio 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 0-5 apresentam-se as variações das tarifas por atividade em Portugal continental, entre maio e junho de 2024.

Quadro 0-5 - Variação mensal das tarifas por atividade em Portugal continental em junho de 2024

	Variação mensal Jun 2024 / Mai 2024
Tarifa de Energia	-25,1%
Tarifa de Uso Global do Sistema	190,3%
Tarifas de Uso de Redes	0,0%
Uso da Rede de Transporte	0,0%
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0%
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0%
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0%
Tarifas de Comercialização	0,0%

Entre maio e junho de 2024, apenas duas tarifas por atividade apresentam alterações. A tarifa de Energia observa uma redução de -25,1%, resultado da diminuição dos custos de aprovisionamento de eletricidade nos diferentes mercados de energia. Em sentido contrário, a tarifa de Uso Global do Sistema apresenta um aumento de +190,3%, em resultado do agravamento dos CIEG, que variam de forma inversa com os preços de energia elétrica em mercado.

0.2 PROVEITOS PERMITIDOS**ENQUADRAMENTO DA REVISÃO EXCECIONAL**

Como referido anteriormente, a redução do preço de energia elétrica nos mercados grossistas tem um impacto muito relevante no diferencial de custo da PRG e, em muito menor medida no ano de 2024, no

diferencial de custo dos CAE⁹. A dependência do preço grossista de eletricidade, por um lado, das quantidades de produção renovável injetada na rede elétrica de serviço público (RESP), que variam significativamente em função de fatores climatéricos, e, por outro, dos preços de outras *commodities*, designadamente do gás natural, do petróleo e das licenças de emissão de CO₂, justifica que esta revisão excecional reflita igualmente a atualização desses preços. Esta atualização de preços alargada a todas as *commodities* permite atualizar as previsões das MCT, nomeadamente das transferências para o SEN de receitas provenientes dos leilões de licenças de emissão de CO₂, por efeito do preço destas licenças, e dos custos de produção e aquisição de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que são aceites para efeitos tarifários.

Neste contexto, a revisão excecional dos proveitos permitidos abrange as seguintes atividades: i) Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading); ii) Compra e Venda de Energia Elétrica da produção com remuneração garantida do Agregador de Último Recurso (AUR) (SU Eletricidade); iii) Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes do Comercializador de Último Recurso (CUR) (SU Eletricidade); iv) Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte do Operador da Rede de Distribuição (ORD) (E-REDES)¹⁰ e, finalmente; v) Aquisição de Energia elétrica e Gestão do Sistema (AGS) das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (desenvolvidas pela Eletricidade dos Açores (EDA) e pela Empresa de Eletricidade da Madeira (EEM)).

Com exceção das atividades *pass-through*, cujos proveitos são impactados pelas atividades mencionadas, nas restantes atividades reguladas os proveitos permitidos mantêm-se inalterados face à decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023.

Entre o envio da proposta de fixação excecional de tarifas ao Conselho Tarifário e a publicação das tarifas a vigorar a partir de 1 de junho de 2024, a ERSE manteve a monitorização dos mercados de energia, em particular dos preços grossistas de eletricidade na Península Ibérica, quer os ocorridos, quer os futuros. De modo a aumentar o grau de confiança nas estimativas dos preços das principais *commodities* para 2024, a ERSE atualizou-os até 30 de abril e, conseqüentemente, reviu os proveitos permitidos e as tarifas de acesso para 2024 aprovados a 15 de maio, face ao apresentado na proposta.

⁹ Nas tarifas de 2024 este diferencial de custo refere-se apenas ao CAE da central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás, cujo CAE cessou a 29 de março de 2024.

¹⁰ Esta atividade passou a incorporar na parcela II da tarifa de UGS os montantes das medidas de contenção tarifária, pelo que deixa de ter apenas os efeitos de *pass-through* de outras atividades cujos proveitos são recuperados por esta tarifa.

Deste modo, esta revisão excecional teve em consideração os dados reais verificados até 30 de abril de 2024 e a média dos preços futuros verificados nos últimos 30 dias terminados nessa data. Decorrente deste pressuposto, o preço anual de base no mercado grossista de eletricidade subjacente ao cálculo tarifário de 2024 foi revisto em baixa em 42,3 EUR/MWh (de 88,3 EUR/MWh para 46,0 EUR/MWh). No caso das restantes *commodities*, verifica-se um aumento do preço médio anual do *Brent* de 6,9 USD/bbl (de 78,4 USD/bbl para 85,3 USD/bbl) e uma redução do preço médio anual do TTF ¹¹ de 18,7 EUR/MWh (de 47,4 EUR/MWh para 28,6 EUR/MWh), enquanto nas licenças de CO₂ se observa uma descida de cerca de 16,1 EUR/ton (de 80,3 EUR/ton para 64,2 EUR/ton), comparativamente ao preço médio considerado nas tarifas de 2024 em vigor.

Refira-se, ainda, que a atualização dos preços das *commodities* incidiu também no ano de 2023, motivo pelo qual nesta fixação excecional de tarifas foram recalculados os ajustamentos provisórios de 2023 das atividades do Agente Comercial, do AUR e do CUR.

Paralelamente, foram analisados os dados mais recentes disponíveis para os anos de 2023 e 2024 da energia produzida pela PRG. No ano de 2023 identificam-se desvios relevantes nas tecnologias eólica e cogeração face ao estimado para esse ano no exercício tarifário de 2024, enquanto no ano de 2024, com dados reais até março, se constata que se mantém um potencial desvio nestas tecnologias face à previsão considerada nas tarifas de 2024 em vigor. Uma vez que os impactos nos proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes, que se estimam por via destes desvios têm alguma materialidade, a ERSE optou na presente fixação excecional de tarifas por atualizar a produção destas tecnologias em ambos os anos¹².

No que respeita às MCT para 2024, tendo presente o Despacho n.º 11035/2023 ¹³, foram consideradas alterações ao nível das transferências de receitas geradas com os leilões de CO₂ para o setor elétrico nacional (SEN) ao abrigo do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril, uma vez que o preço médio das licenças de emissão de CO₂ para o ano de 2024 foi atualizado. As demais MCT e variáveis que as condicionam mantiveram-se inalteradas nesta fixação excecional de tarifas para 2024, pese embora tenham sido sinalizados potenciais desvios em variáveis que podem afetar o montante global das MCT do ano 2024, que

¹¹ Refere-se ao *hub* de negociação de gás natural dos Países Baixos, que é umas das referências para a Europa, sendo a sigla referente a *Title Transfer Facility*.

¹² Os dados sobre as produções destas tecnologias recolhidos após a apresentação da proposta ao CT, permitiu aperfeiçoar a previsão para a globalidade do ano de 2024.

¹³ [Despacho n.º 11035/2023](#), publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 209, de 27 de outubro.

a ERSE optou por não incorporar neste exercício por ainda haver muita incerteza quanto ao efeito definitivo desses desvios.

EVOLUÇÃO DOS PROVEITOS PERMITIDOS

Apesar dos proveitos permitidos terem sido recalculados numa base anual, como as novas tarifas serão aplicadas durante sete meses, a partir de 1 de junho de 2024, estas recuperarão apenas parcialmente a diferença entre os novos proveitos permitidos para 2024 e os proveitos inicialmente publicados a 15 de dezembro de 2023. A determinação dos ajustamentos de 2024, a repercutir nas tarifas de 2025 e 2026, terá em conta este recálculo dos proveitos para 2024. Adicionalmente, nesta fixação excecional das tarifas de 2024 foi efetuado o recálculo do ajustamento provisório de 2023, que contempla a atualização dos preços das *commodities* até 31 de dezembro de 2023.

O quadro seguinte sintetiza os proveitos anuais para 2024, recalculados na presente revisão tarifária excecional, que são recuperados pelas diferentes tarifas, bem como a sua comparação com os proveitos subjacentes às tarifas em vigor desde 1 de janeiro de 2024.

Quadro 0-6 - Proveitos permitidos a recuperar com a aplicação das tarifas em Portugal continental
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

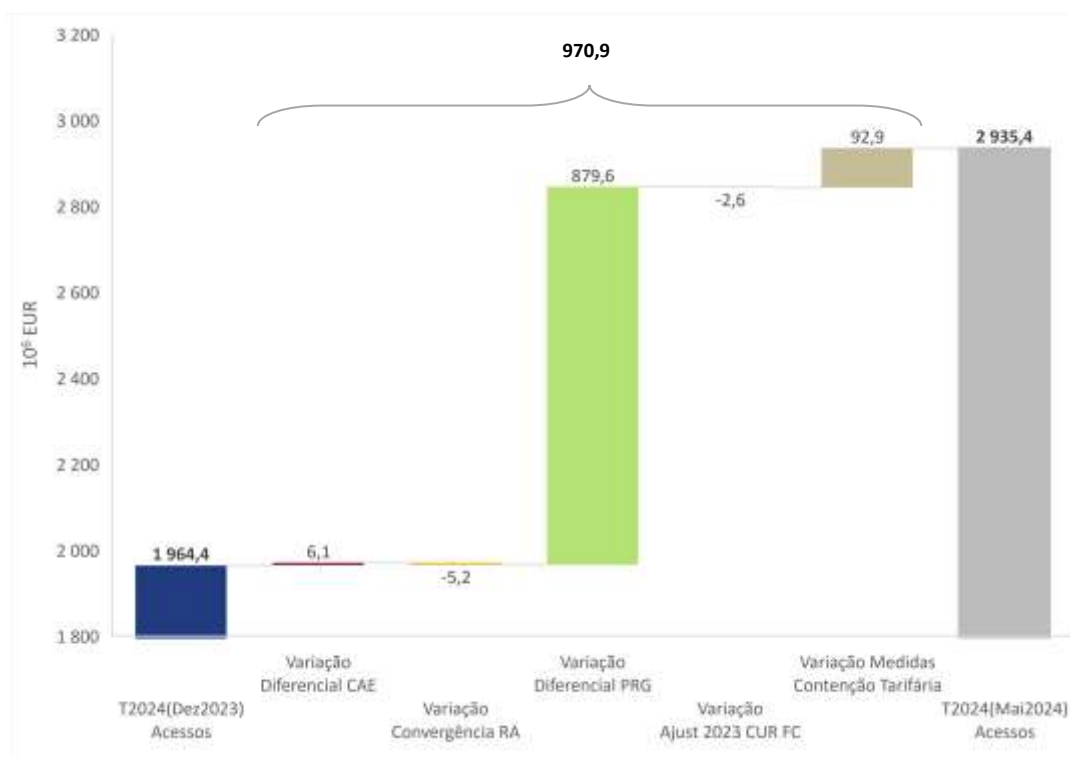
Unidade: Milhares de euros

	T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
Uso Global do Sistema do ORT			
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	41 358	41 358	0
Custos de gestão do sistema	41 358	41 358	0
dos quais referentes a proveitos do OLMCA recuperados pela UGS I do ORT	674	674	0
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	623 340	624 246	906
Diferencial de custo dos CAE	290 913	296 976	6 063
Outros CIEG ao nível do ORT	332 427	327 270	-5 157
Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	145 009	147 609	2 601
Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	170 152	162 394	-7 757
Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0
Restantes CIEG ao nível do ORT	17 266	17 266	0
Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos outros CIEG ao nível do ORT	0	0	0
Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORT	0	0	0
(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	664 698	665 604	906
Uso Global do Sistema do ORD			
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORD (sem UGS I ORT)	562	562	0
Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PREAC	520	520	0
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS I	-42	-42	0
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORD (sem UGS II ORT)	-155 122	814 892	970 014
Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PRG	916 293	1 795 930	879 637
CMEC	85 888	85 888	0
Medidas de sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-2 551
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	139 353	139 353	0
Diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF	-300	-300	0
Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORD	1 095 562	1 002 634	-92 928
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS II	-3 714	-3 714	0
(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	-154 561	815 454	970 014
Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	510 137	1 481 058	970 920
Uso da rede de Transporte			
Uso da rede de transporte ORT	357 159	357 159	0
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à URT	5 951	5 951	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	351 208	351 208	0
Uso da Rede de Distribuição			
Total dos proveitos em AT/MT	409 615	409 615	0
Total dos proveitos em BT	693 472	693 472	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 103 087	1 103 087	
Comercialização do CUR			
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	49	49	0
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	226	226	0
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	25 092	25 092	0
Proveitos da Comercialização	25 367	25 367	0
Compra e Venda de Energia para Fornecimento a Clientes do CUR (s/ ajust)			
Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica, sem serviços de sistema e acertos de contas	335 105	250 512	-84 593
Custos com serviços do sistema e acerto de contas	13 740	10 099	-3 642
Custos de funcionamento	3 073	3 073	0
Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	351 919	263 684	-88 234
Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	2 341 718	3 224 404	882 686
Desconto no acesso às redes por aplicação da tarifa social	-129 850	-129 768	81
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	2 211 868	3 094 636	882 767

Tal como anteriormente referido, a presente fixação excecional de tarifas decorre principalmente da revisão dos preços do mercado grossista de eletricidade, que afeta principalmente o diferencial de custo de aquisição da PRG, assim como os custos de aquisição de energia elétrica para fornecimento aos clientes do CUR, verificando-se também o efeito da redução do preço das licenças de emissão de CO₂ no montante das MCT ao nível da parcela II da tarifa de UGS do ORD.

A Figura 0-5 apresenta a variação dos proveitos a recuperar pelas tarifas de Acesso às Redes no ano de 2024, entre a fixação ocorrida a dezembro de 2023 e a presente fixação excecional, desagregada pelas rubricas que contribuem para essa variação.

Figura 0-5 – Variação dos proveitos recuperados pelas tarifas de Acesso às Redes



O Quadro 0-7 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 2024, com os valores implícitos nas tarifas em vigor desde 1 de janeiro de 2024.

Quadro 0-7 - Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral e de sustentabilidade de mercados incluídos nas tarifas para 2024
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

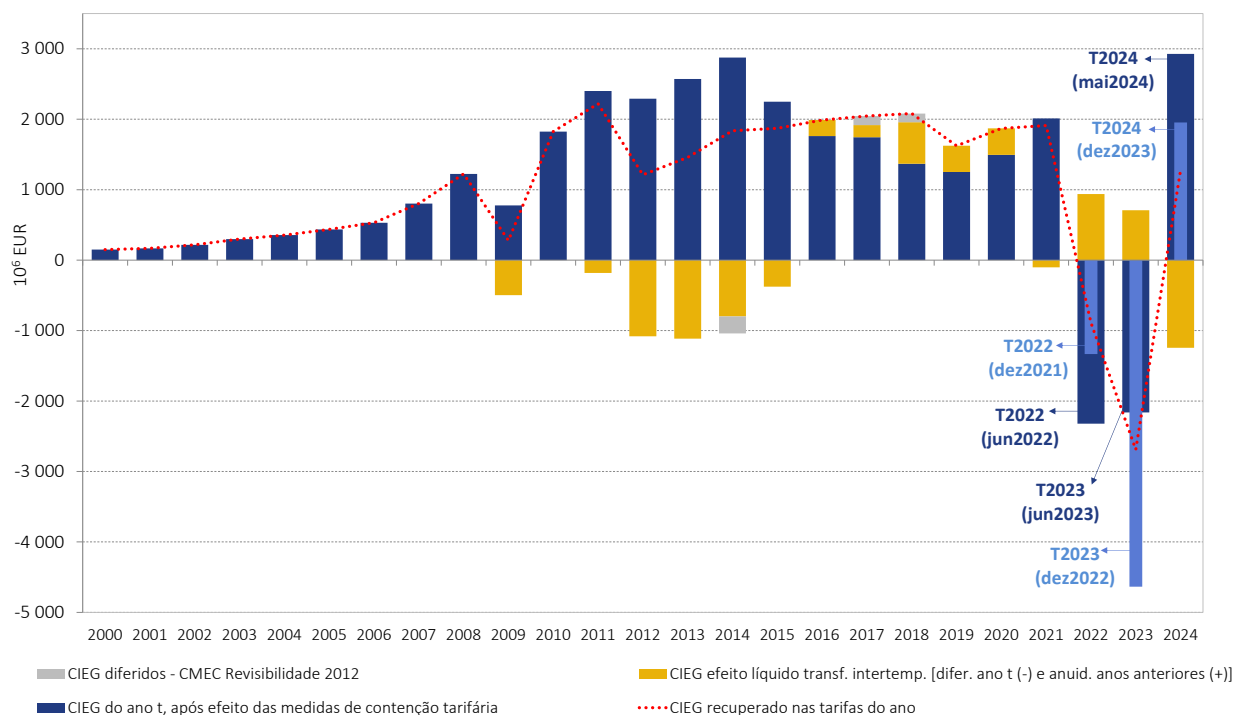
Unidade: Milhares de euros

		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 + 12	Custos de política energética, ambiental ou de interesse económico geral, excluindo os efeitos das transferências intertemporais de proveitos	3 040 915	3 921 540	880 624
1	Diferencial de custo da PRG	2 160 357	3 039 994	879 637
2	Custos para a Manutenção do Equilíbrio Contratual (CMEC)	85 888	85 888	0
3	Diferencial de custo dos CAE	290 913	296 976	6 063
4	Rendas de concessão da distribuição em BT	301 640	301 640	0
5 = 5a + 5b	Sobrecusto da RAA e da RAM	315 161	310 004	-5 157
5a	Custos com a convergência tarifária da RA Açores	145 009	147 609	2 601
5b	Custos com a convergência tarifária da RA Madeira	170 152	162 394	-7 757
6	Terrenos das centrais	11 333	11 333	0
7	Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0
8	Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC)	5 139	5 139	0
9	Custos com a concessionária da Zona Piloto	334	334	0
10	Tarifa Social	-129 850	-129 768	81
B = 11 + 12 + 13	Medidas de estabilidade e sustentabilidade de mercados	-65 455	-68 006	-2 551
11 = 11a + 11b	Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	139 353	139 353	0
12 = 12a + 12b	Medidas de sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-2 551
13 = 13a + 13b + 13c	Diferencial da comercialização do CUR devido à extinção TVCF	-300	-300	0
C = 14 + 15	Valor líquido dos efeitos das transferências intertemporais de CIEGs (alisamentos)	-1 244 063	-1 244 063	0
14	Alisamento do diferencial de custo da PRG	-1 244 063	-1 244 063	0
15	Alisamento de outros CIEGs ao nível da UGS II do ORT (exclui diferencial de custo CAE)	0	0	0
D = A + B + C	Total CIEG e Sustentabilidade repercutidos nas tarifas de 2024	1 731 397	2 609 471	878 074

- Notas: 1) Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022 e do RT em vigor, foi criada a possibilidade de transferência intertemporal de qualquer CIEG, sendo explicitados neste quadro os valores associados a essas transferências (diferimento do ano e/ou pagamento de anuidades de anos anteriores) nos CIEG onde se verificaram (linhas 14 e 15).
- 2) O sobrecusto da RAA e da RAM (linha 5) inclui uma parcela das rendas de concessão da distribuição em BT cobradas pelos municípios dessas Regiões Autónomas.
- 3) Os descontos com a tarifa social (linha 10), pela sua natureza, abate ao montante total dos CIEG, ao contrário das restantes rúbricas.
- 4) A rubrica de diferencial positivo ou negativo devido à extinção da TVCF (linha 13) recupera o montante de crédito aos consumidores a devolver ao sistema.

A figura seguinte apresenta a evolução dos CIEG desde 2000, que ilustra o carácter excecional dos últimos três anos, quer em valor dos CIEG, quer no seu sinal, bem como na amplitude das variações dos valores dos CIEG ocorridas nas fixações excecionais de tarifas.

Figura 0-6 - Evolução dos custos de interesse económico geral apurados nas tarifas desde 2000



Nota: Atendendo ao pedido do Conselho Tarifário no âmbito da Consulta Pública n.º 113, para manter a granularidade e consistência da análise da evolução dos CIEG, esta figura mantém os custos com a ERSE e com a AdC no ano de 2024, apesar de no quadro legal e regulamentar em vigor já não serem CIEG.

No Quadro 0-8 e no Quadro 0-9 apresentam-se os proveitos para o ano de 2024 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 2023.

Quadro 0-8 - Proveitos por atividade em Portugal continental
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em junho de 2024)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos por atividade	Proveitos transferidos entre atividades / Pass through tarifário / Alisamentos / Outros (*)	Proveitos a proporcionar em 2024, previstos em Mai 2024 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Tarifa social	T2024 (Mai 2024) (5) = (3) + (4)	T2024 (Dez 2023) (6)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023) (7) = (5) - (6)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
REN Trading	296 976	-296 976	0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	296 976	-296 976 (Proveito transferido GGS)	0	0	0	0	0
ADENE	1 349	-674	0	0	0	0	0
Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA)	1 349	-674 (Proveito transferido GGS) -674 (Outros - Preço regulado)	0	0	0	0	0
REN	725 112	297 651	1 022 763	0	1 022 763	1 021 857	906
Gestão Global do Sistema (GGS)	367 953	296 976 (CVEEAC) 674 (OLMCA) 0 (Alisamento)	665 604	0	665 604	664 698	906
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	357 159		357 159	0	357 159	357 159	0
E-Redes	2 935 353	-1 022 763	1 912 591	-129 768	1 782 822	812 727	970 096
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 103 087	0	1 103 087	0	1 103 087	1 103 087	0
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 832 266	-1 022 763 (Pass through tarifário ORT TEE e GGS)	809 503	-129 768	679 735	-290 361	970 096
SU Eletricidade	2 139 051	-1 850 000	289 051	0	289 051	377 285	-88 234
Agregador de Último Recurso (AUR)	1 796 450		0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG)	1 795 930	-1 795 930 (Proveito transferido CVAT, incluindo alisamento)	0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC)	520	-520 (Proveito transferido CVAT)	0	0	0	0	0
Comercializador de Último Recurso (CUR)	342 601		289 051	0	289 051	377 285	-88 234
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	56 625	207 059 (Proveito transferido CVAT)	263 684	0	263 684	351 919	-88 234
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	260 909	-260 909 (Pass through tarifário DEE + CVAT)	0	0	0	0	0
Comercialização (C)	25 067	300 (Proveito transferido CVAT)	25 367	0	25 367	25 367	0
			3 224 404	-129 768	3 094 636	2 211 868	882 767

Nota: (*) Os proveitos da atividade de OLMCA são recuperados por preços regulados e, supletivamente, pela parcela I da tarifa UGS do ORT.

Quadro 0-9 - Proveitos por atividade e custos com a convergência tarifária nas Regiões Autónomas

(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em junho de 2024)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (Dez 2023) (1)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Dez 2023) (2)	T2024 (Dez 2023) (3) = (1) - (2)	Proveitos permitidos por atividade (Mai 2024) (4)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Mai 2024) (5)	T2024 (Mai 2024) (6) = (4) - (5)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023) (7) = (6) - (3)
EDA	280 320	145 009	135 312	279 775	147 609	132 166	-3 146
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	226 276	118 167	108 109	225 731	120 768	104 963	-3 146
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 557	23 276	23 281	46 557	23 276	23 281	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 487	3 565	3 922	7 487	3 565	3 922	0
EEM	321 083	170 152	150 931	310 569	162 394	148 174	-2 756
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	142 983	119 269	251 737	135 225	116 512	-2 756
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 831	25 619	27 212	52 831	25 619	27 212	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 000	1 550	4 450	6 000	1 550	4 450	0
Total nas Regiões Autónomas	601 403	315 161	286 242	590 344	310 004	280 340	-5 902
Tarifa Social na Região Autónoma dos Açores			3 243			3 240	-2
Tarifa Social na Região Autónoma da Madeira			3 411			3 409	-2
Tarifa Social nas Regiões Autónomas			6 654			6 650	-4

1 INTRODUÇÃO

O contexto de volatilidade e incerteza dos mercados de energia, que se tem verificado desde o final de 2021, justificou a necessidade de fixações excepcionais de tarifas do setor elétrico em 2022, devido à subida vertiginosa dos preços de eletricidade nos mercados grossistas, e novamente em 2023, por nesse ano esses preços se terem desviado de modo significativo em relação às previsões subjacentes ao cálculo tarifário inicial, mas no sentido descendente. Em 2024, os preços grossistas de eletricidade verificados até ao presente momento voltam a revelar um desvio por defeito face ao previsto nas tarifas em vigor.

A fixação excepcional das tarifas do setor elétrico é enquadrada pelo artigo 208.º do Regulamento Tarifário¹⁴ (RT) em vigor, 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 207.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, a redução dos preços grossistas de eletricidade tem um forte impacto nos proveitos permitidos de algumas atividades reguladas, registando-se atualmente um desvio significativo face aos valores publicados na decisão anual que aprovou os preços das tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2024¹⁵.

De acordo com os procedimentos de fixação excepcional de tarifas estabelecidos na secção XII do capítulo VI do RT, o Conselho de Administração da ERSE submeteu, a 17 de abril, à apreciação do Conselho Tarifário para emissão de parecer no prazo de 20 dias, 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 junho a dezembro de 2024».

Tendo em conta o parecer do Conselho Tarifário, emitido a 7 de maio, 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 junho de 2024.

A presente decisão tarifária foi preparada de acordo com o disposto no RT em vigor, embora a sua abrangência seja limitada às atividades impactadas pela alteração dos preços de eletricidade nos mercados

¹⁴ [Regulamento n.º 828/2023](#), publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 146, de 28 de julho de 2023.

¹⁵ Aprovada pela [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro.

grossistas e dos preços do petróleo e dos seus derivados, do gás natural e das licenças de emissão de CO₂, nomeadamente as seguintes:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading);
- Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes do comercializador de último recurso (CUR) (SU Eletricidade);
- Compra e Venda de Energia Elétrica da produção com remuneração garantida do agregador de último recurso (AUR) (SU Eletricidade);
- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (EDA e EEM).

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 2023. 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 produção com remuneração garantida;
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, desenvolvida pelo CUR (SU Eletricidade).

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 junho de 2024.

Os proveitos permitidos para 2024 resultantes dos pressupostos subjacentes a este documento, são apresentados no capítulo 3, desagregados por atividade regulada.

No capítulo 4 apresentam-se os preços 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 junho de 2024.

Por fim, no capítulo 5 apresenta-se a análise dos impactes tarifários.

2 PRESSUPOSTOS

Neste capítulo apresentam-se as alterações aos pressupostos que condicionam os proveitos permitidos das atividades reguladas do Continente e das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira para 2024, que justificam a fixação excecional das tarifas a partir de junho de 2024. As alterações nos pressupostos decorrem em particular da redução significativa dos preços de energia elétrica nos mercados grossistas e de outras *commodities*, face ao nível de preços previsto em dezembro de 2023, para as tarifas a vigorar a partir de 1 de janeiro de 2024.

Foram também analisados os dados mais recentes relativos à evolução da energia elétrica injetada na rede pela PRG, cujos impactos são substancialmente inferiores aos decorrentes da redução dos preços de eletricidade nos mercados grossistas. Ainda assim, os desvios observados na produção eólica e proveniente de cogeração no ano de 2023 e a evolução já conhecida em 2024, justificaram a alteração das previsões da produção destas tecnologias, nesta fixação excecional de tarifas.

No que respeita às MCT, nomeadamente as transferências para o SEN de receitas com os leilões de CO₂¹⁶, o montante considerado nas tarifas de 2024 foi alterado, em consequência da revisão em baixa dos preços das licenças de emissão de CO₂ estimados para 2024. Os restantes montantes das MCT não foram alterados.

O consumo referido à emissão ocorrido em 2023 e os dados mais recentes relativos a 2024 mostram desvios pouco significativos, face ao previsto para estes dois anos nas tarifas para 2024, pelo que a previsão de procura de energia elétrica não se alterou nesta fixação excecional de tarifas.

Finalmente, mantêm-se os pressupostos macroeconómicos que sustentaram a definição das tarifas para 2024, assim como as opções tomadas pela ERSE relativamente aos parâmetros para o período de regulação 2022-2025 aplicáveis no ano de 2024.

Nos documentos “Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2024”, “Proveitos Permitidos e Ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico”, “Caracterização da Procura de Energia Elétrica em 2024”, de dezembro de 2023, e no documento “Parâmetros de regulação para o período 2022-2025”, de dezembro de 2021, encontram-se explicitados os pressupostos subjacentes à

¹⁶ Ao abrigo do Decreto-Lei n.º 12/2020, de 6 de abril e do Despacho n.º 11035/2023, de 16 de outubro, do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática.

definição dos proveitos permitidos e tarifas para o ano de 2024, que não foram agora alterados, assim como as opções tomadas pela ERSE em relação aos parâmetros de regulação.

2.1 PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA E DE OUTRAS *COMMODITIES*

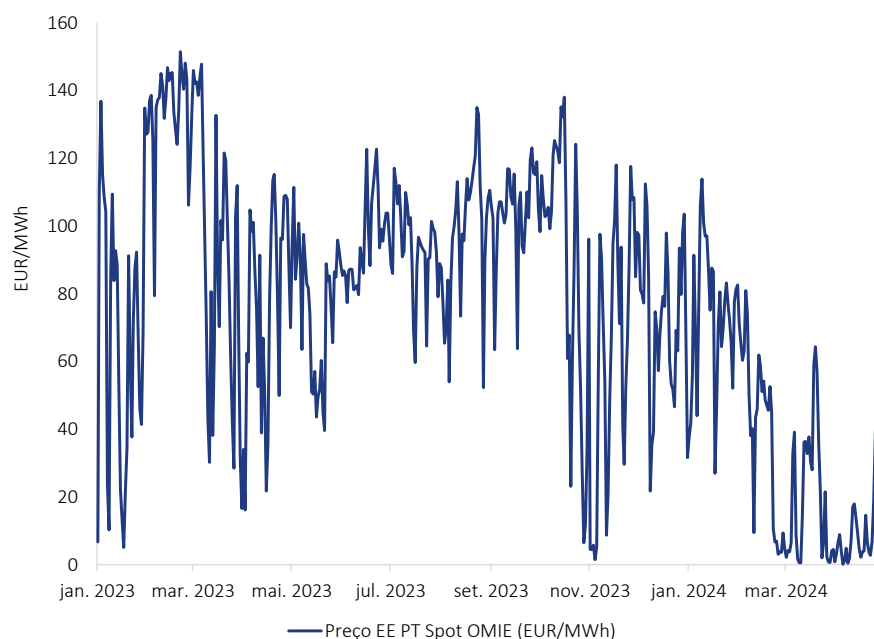
Na secção seguinte é apresentada a evolução dos preços da energia elétrica e de outras *commodities* relevantes, que condicionam as tarifas em vigor no ano de 2024, evidenciando-se os principais fatores explicativos dessa evolução.

2.1.1 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DOS PREÇOS

PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA

A evolução do preço da energia elétrica no mercado diário gerido pelo OMIE tem apresentado uma elevada volatilidade e, desde 2023, uma tendência decrescente significativa. Esta evolução, apresentada na Figura 2-1, é motivada por fatores conjunturais e estruturais, assim como por fatores sazonais, designadamente climáticos, que afetam o nível da produção baseada em fontes de energia renováveis na Península Ibérica. No que se refere aos fatores estruturais, destacam-se o aumento em Espanha da capacidade de produção de energia elétrica com origem renovável (sobretudo solar) e o aumento da capacidade disponível para fins comerciais¹⁷ nas interligações entre Portugal e Espanha, que justificam o incremento das transações nas interligações.

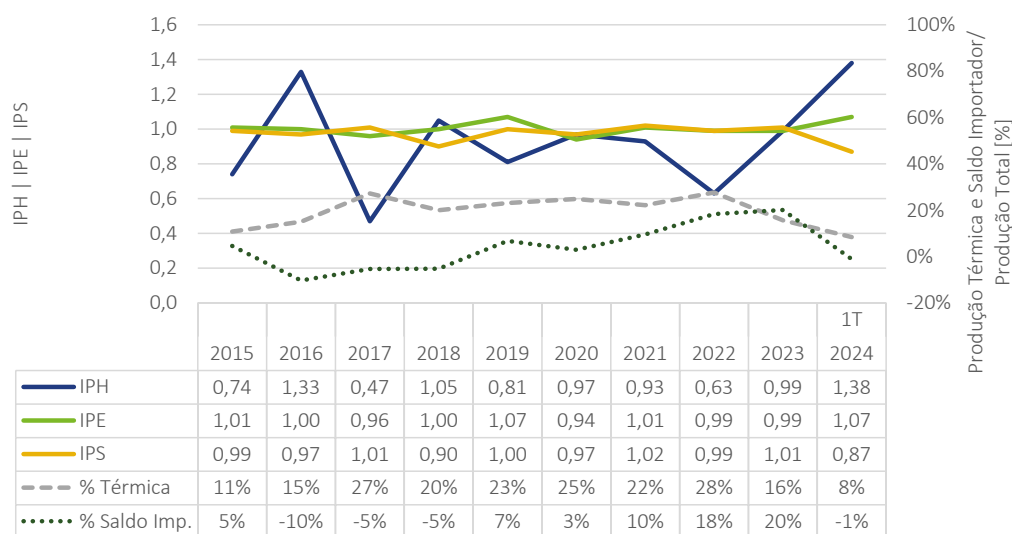
¹⁷ De acordo com o artigo n.º16.º do Regulamento (UE) 2019/943, relativo à obrigação dos operadores de redes de transporte disponibilizarem, a partir de 1 de janeiro de 2020, pelo menos 70% da capacidade de transporte para o comércio interzonal, respeitando os limites de segurança operacional após dedução de emergências.

Figura 2-1- Evolução do preço de energia elétrica *spot* em Portugal

Fonte: OMIE

A evolução do preço médio diário de energia elétrica apresentou uma tendência decrescente ao longo do ano de 2023, que se acentuou no primeiro trimestre de 2024, tendo atingido um valor médio neste período de 44,5 EUR/MWh. Note-se que no primeiro trimestre de 2023, o preço médio foi de 96,3 EUR/MWh. Confirmando esta tendência decrescente, o mês de abril de 2024 apresentou preços historicamente baixos: um preço médio diário na ordem dos 14,2 EUR/MWh e um preço mínimo diário de 0,12 EUR/MWh. A Figura 2-2 ilustra a evolução dos índices de produtividade hídrica (IPH), eólica (IPE), solar (IPS), bem como do saldo importador e da produção térmica, desde 2015 até ao fim do primeiro trimestre de 2024. Verifica-se que o primeiro trimestre de 2024 apresentou um índice de hidraulicidade bastante elevado (1,4), com o mês de março a apresentar um valor de 1,8. Em menor magnitude, também o índice de eolicidade apresentou valores acima da média (1,1). Verifica-se igualmente que a produção térmica no primeiro trimestre foi responsável por 8% da produção total em Portugal e que o saldo importador foi negativo (-1%), ou seja, houve exportação líquida de energia elétrica para Espanha.

Figura 2-2 – Evolução dos índices de produtividade hidroelétrica, eólica e solar, do saldo importador e do peso da produção térmica



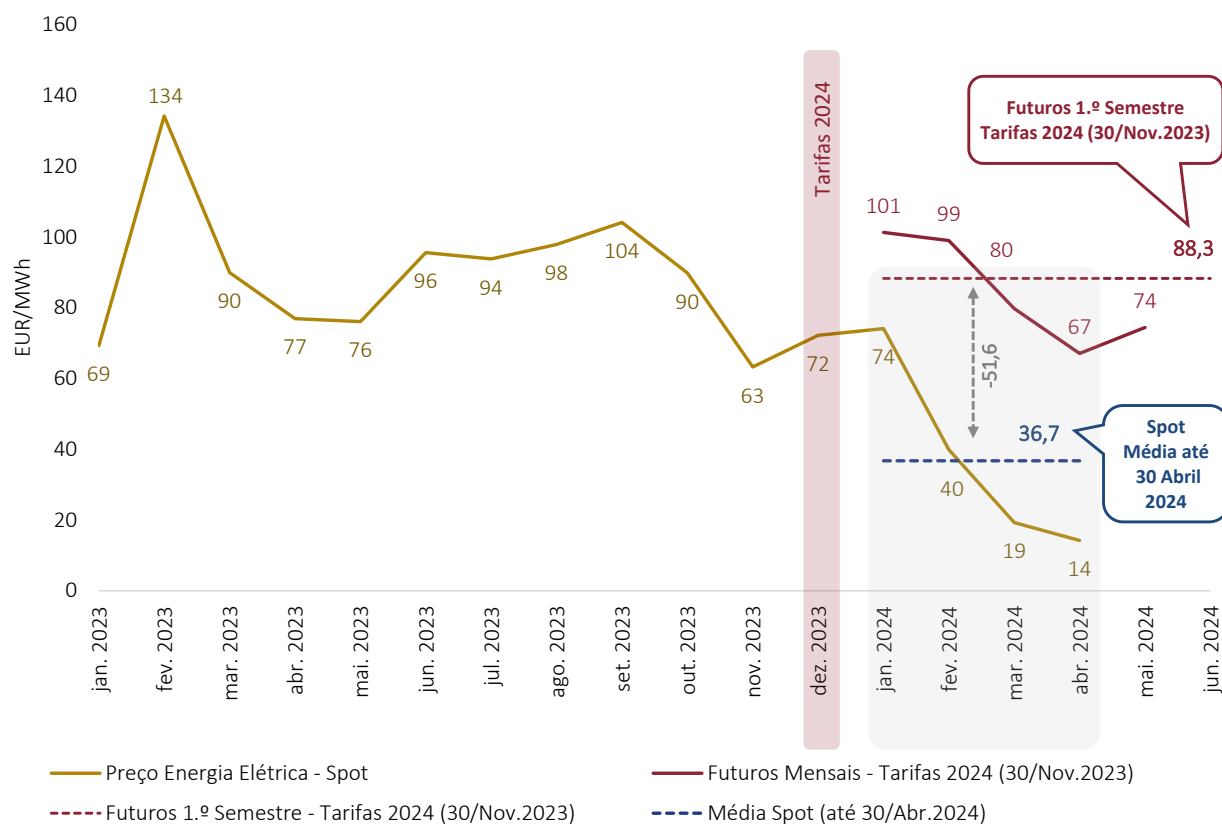
Índice de Produtibilidade Hidroelétrica (IPH); Índice de Produtibilidade Eólica (IPE); Índice de Produtibilidade Solar (IPS);

Fonte: REN

Estes fatores climatéricos favoráveis potenciaram a produção de energia elétrica a partir de fontes de origem renovável, quer em Portugal, quer em Espanha, justificando, em grande parte, o nível atipicamente baixo dos preços de energia elétrica no 1.º trimestre de 2024.

A Figura 2-3 ilustra o desajustamento no preço de energia elétrica existente entre as previsões implícitas nas tarifas para 2024, definidas em dezembro de 2023 (com dados atualizados até 30 de novembro de 2023), e os valores reais verificados até 30 de abril de 2024. A redução significativa dos preços de energia elétrica no mercado *Spot* (OMIE) é ilustrada pela curva a amarelo. O preço médio da energia elétrica entre 1 de janeiro e 30 de abril de 2024 foi de 36,7 EUR/MWh, enquanto os dados disponíveis à data de definição das tarifas para 2024 no mercado de futuros (OMIP) indicavam um preço médio para o primeiro semestre de 2024 na ordem dos 88,3 EUR/MWh. Assim, entre o momento da definição das tarifas para 2024 e abril de 2024, verifica-se uma diferença de -51,3 EUR/MWh.

Figura 2-3 - Evolução dos preços médios mensais de energia elétrica (tarifas, spot e futuros)



Fonte: ERSE, OMIE, OMIP

PREÇOS DAS RESTANTES COMMODITIES

Apesar do preço do *Brent* não influenciar diretamente o preço da energia elétrica no mercado grossista, constitui um bom indicador da tendência de evolução dos preços das *commodities* mais relevantes no setor elétrico¹⁸. O preço desta *commodity* (Figura 2-4) não registou uma volatilidade significativa durante o ano de 2023 e no primeiro trimestre de 2024, apesar de apresentar uma tendência ligeira de crescimento nesse período. No primeiro trimestre de 2023, a média da cotação do *Brent* foi de 72,9 EUR/bbl, enquanto no primeiro trimestre de 2024 foi de 76,6 EUR/bbl.

¹⁸ No entanto, existe uma forte correlação entre o preço do *Brent* e o dos derivados do petróleo, fuelóleo e gasóleo, que são os principais combustíveis consumidos na produção de energia elétrica nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, bem como com o preço do gás natural consumido na central de ciclo combinado a gás natural da Turbogás, nos termos do CAE em vigor até final de março de 2024.

Figura 2-4 - Evolução preço diário Brent



Fonte: Bloomberg

O preço do gás natural é uma variável explicativa relevante da evolução do preço da energia elétrica no mercado grossista, que registou uma redução significativa desde o início de 2023 (Figura 2-5). Esta redução sucede a um período de grande volatilidade vivida no mercado de gás natural, que atingiu em 2022 preços elevadíssimos. Esta volatilidade deveu-se não apenas a questões conjunturais, principalmente relacionadas com a invasão da Ucrânia pela Rússia, como também a uma alteração estrutural no mercado do gás natural, cujos impactos se prolongaram até ao momento. O mercado de GNL passou a ter maior peso no abastecimento do consumo final de gás natural europeu, comparativamente com o fornecimento através de gasoduto, que anteriormente era dominante na Europa. Esta forma de abastecimento, que é mais flexível, uma vez que não se rege, de forma tão preponderante, por contratos de longo prazo, facilitou o desenvolvimento de uma maior concorrência a nível global e principalmente entre a Europa e Ásia, possibilitando o retorno dos preços para valores, historicamente “normais”. A partir do início de 2023, com os níveis elevados de armazenamento de gás na Europa e com as temperaturas amenas no inverno, registou-se uma redução acentuada nos preços do gás natural nos mercados internacionais e uma relativa estabilização e convergência dos preços a partir de janeiro de 2024. O preço médio no primeiro trimestre de 2023 do gás natural nos mercados representados na Figura 2-5 foi de 52,4 EUR/MWh, enquanto no primeiro trimestre de 2024 foi de 27,3 EUR/MWh, o que corresponde a uma variação de -47,9%.

Figura 2-5 - Evolução preço diário do gás natural



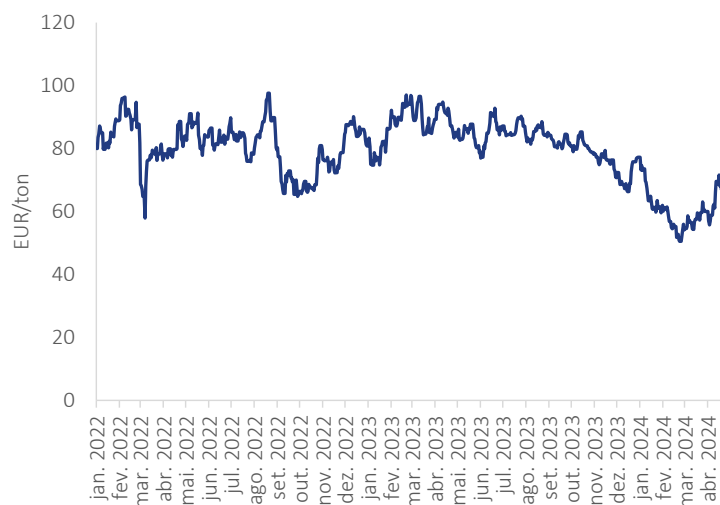
Fonte: Bloomberg

O preço das licenças de emissão de CO₂¹⁹ tem impacto não apenas no preço de energia elétrica transacionada²⁰, como também nos CIEG, através do diferencial de custos da central da Turbogás e, em sentido oposto, no valor das MCT, como ainda nos custos de produção nas Regiões Autónomas.

A Figura 2-6 mostra que o preço das licenças de emissão de CO₂ também registou uma tendência decrescente no período analisado, com um valor de 86,8 EUR/ton, no primeiro trimestre de 2023, e um valor de 59,7 EUR/ton, no primeiro trimestre de 2024, representando uma variação de -31,2%.

¹⁹ EUAs (*European Union Allowances*) é uma variável muito relevante, definido a nível europeu através do CELE – Comércio Europeu de Licenças de Emissão de CO₂, também conhecido por *EU Emission Trading System* (EU ETS). O CELE é um mercado criado por iniciativa da Comissão Europeia para cumprir as metas definidas no Protocolo de Quioto.

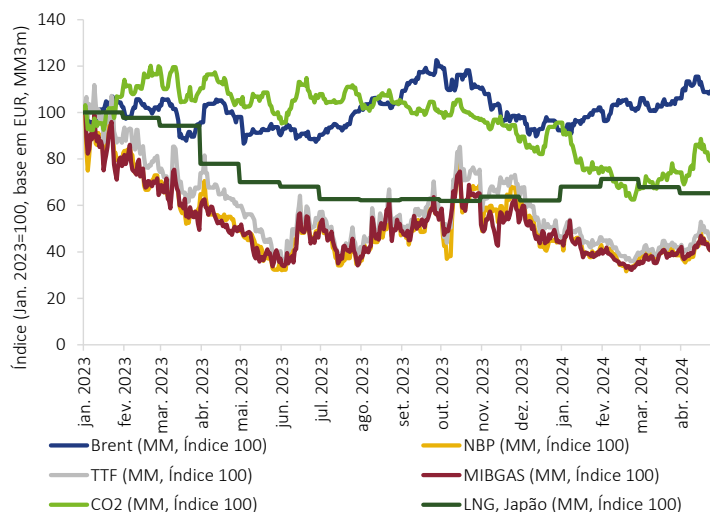
²⁰ O preço destas licenças reflete-se na estrutura de custos das centrais térmicas, com maior impacte nas centrais a carvão e, numa menor medida, nas centrais de ciclo combinado a gás natural.

Figura 2-6 - Evolução preço licenças de emissão CO₂ (EUAs)

Fonte: Bloomberg

A Figura 2-7 compara a evolução das cotações dos preços do *Brent*, do gás natural e das licenças de CO₂, apresentando-as em termos de média móvel de três meses desde janeiro de 2023. Salienta-se o acoplamento substancial do MIBGAS ao mercado europeu de referência de gás natural (TTF), observando-se uma redução substancial dos preços a partir de meados do 1.º trimestre. Identifica-se igualmente o desacoplamento dos preços de gás natural e do *Brent*. Em termos médios, os preços de gás nestes mercados são inferiores em 57%, face aos preços que se verificavam em janeiro de 2023, enquanto os preços do *Brent* aumentaram em 8% e os preços das licenças de emissão de CO₂, diminuíram 17% no mesmo período.

Figura 2-7 - Comparação média móvel a 3 meses dos preços do Brent, do gás natural (NBP, TTF, MIBGAS e LNG Japão) e das licenças de CO₂ nos mercados *spot* (jan. 2023 = base 100)



Fonte: ERSE, Bloomberg

2.1.2 ATUALIZAÇÃO DO PREÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA PARA 2023 E PREVISÃO DOS PREÇOS PARA 2024

Em termos de previsões para 2024, os preços dos contratos de futuros de energia elétrica cotados no OMIP, para entregas neste ano diminuíram consistentemente desde janeiro de 2023, registando-se cotações dos produtos *base load*²¹ superiores às cotações dos produtos de *peak load*²². Como se verificou na secção anterior, as rápidas alterações de contexto, que justificaram as revisões excepcionais das tarifas em 2022 e em 2023, voltam a condicionar o preço de energia em 2024. A Figura 2-8 ilustra a redução substancial dos contratos de futuros de energia elétrica com incidência no período compreendido entre a publicação das tarifas para 2024, em dezembro de 2023, e o final de abril de 2024. Assim, à semelhança do ocorrido no mercado *spot*, também o mercado de futuros regista até à data uma tendência de redução significativa dos preços de energia elétrica.

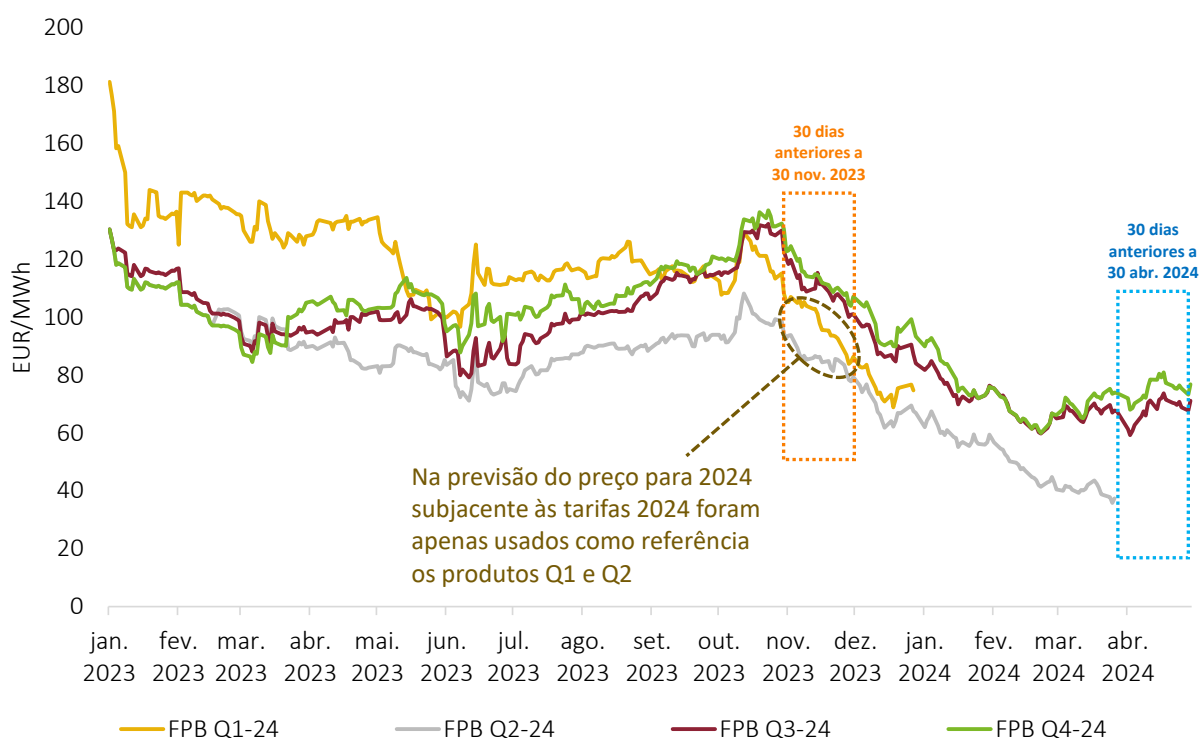
²¹ Produtos FPB (*Base Load* para Portugal).

²² Produtos FTK (*Peak Load* para Espanha).

²³ Esta inversão entre os preços dos produtos *base load* e *peak load* observou-se a partir de junho de 2023, em resultado do forte incremento de produção renovável proveniente de novos produtores fotovoltaicos nas horas consideradas nos produtos de *peak load*, afundando o preço face à média do dia

Em novembro de 2023 (informação utilizada em tarifas para 2024), o preço médio de compra dos vários produtos com entrega no ano de 2024 era de 101,8 EUR/MWh. Com os dados atualizados a 30 de abril de 2024 (considerando as cotações dos últimos 30 dias) este valor reduz-se para 64,4 EUR/MWh.

Figura 2-8 - Evolução da cotação dos futuros de energia elétrica para Portugal, de produtos para entrega no ano 2024 (t)

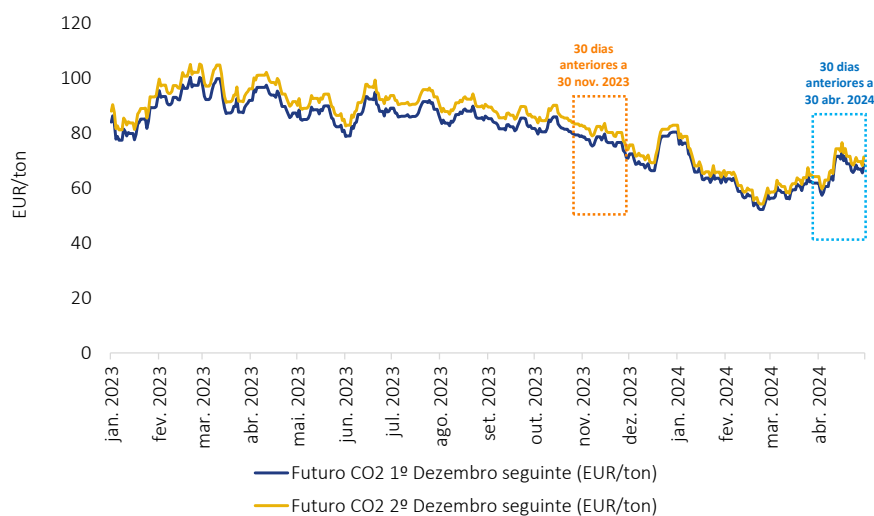


Nota: Produtos FPB: *Base Load* para Portugal

Fonte: ERSE, OMIP

A Figura 2-9 mostra a evolução dos preços das licenças de CO₂ no mercado de futuros até abril de 2024. A curva a azul representa os preços da compra para entrega no primeiro dezembro seguinte (à data das cotações) e a curva a amarelo representa os preços de compra para o segundo dezembro seguinte. Verifica-se que, no momento da definição das tarifas para 2024 (30 de novembro de 2023), o preço para as entregas em dezembro de 2024 (curva amarela), era de 80,2 EUR/ton, enquanto que à data de referência para a recolha dos dados usados na preparação desta fixação excecional de tarifas (30 de abril de 2024), o preço médio dos futuros reduziu-se para 66,2 EUR/ton.

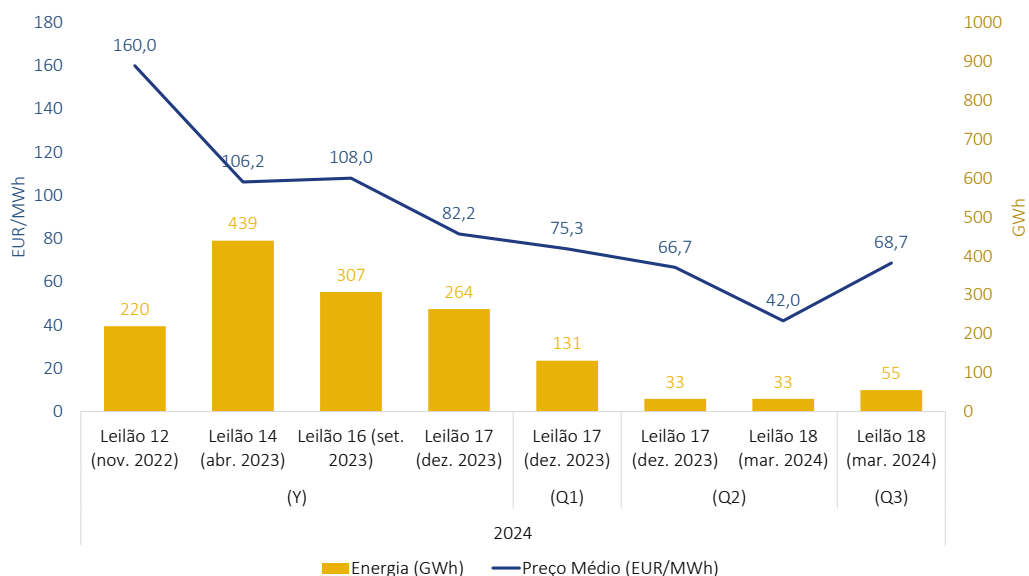
Figura 2-9 - Evolução da cotação dos futuros de CO2



Fonte: ERSE, Bloomberg

No caso do custo da energia elétrica adquirida pelo CUR, no âmbito da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento aos clientes, importa ainda considerar os leilões de aprovisionamento do CUR. Na Figura 2-10 são apresentados os resultados dos produtos adjudicados pelo CUR nos leilões com entrega no ano de 2024 realizados até março de 2024, dos quais resulta um preço médio anual ponderado para 2024 de 103,9 €/MWh (Quadro 2-1). Refira-se que o preço médio anual ponderado dos leilões de aprovisionamento do CUR para o ano de 2024, previsto nas tarifas para 2024, em dezembro de 2023, foi de 120,10 €/MWh.

Figura 2-10 - Leilões com produtos para entrega no ano 2024



Nota: (Y): produto anual; (Q): produtos trimestrais.

Fonte: ERSE, OMIP

Quadro 2-1 - Resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR para fornecimento dos clientes de produtos para entrega no ano t*

Tabela Resumo	2024 Q1-24	2024 Q2-24	2024 Q3-24	2024 Q4-24	2024E
Preço médio de fecho produtos trimestrais e produto Anual em leilão (EUR/MWh)	100,41	101,14	104,66	111,10	103,85
Total Energia equivalente colocada em leilão em produtos trimestrais + Anual para o CUR (MWh)	438 420	372 960	362 640	307 440	1 481 460
% de Energia equivalente colocada em leilão face total fornecimentos CUR	51%	44%	43%	36%	43%

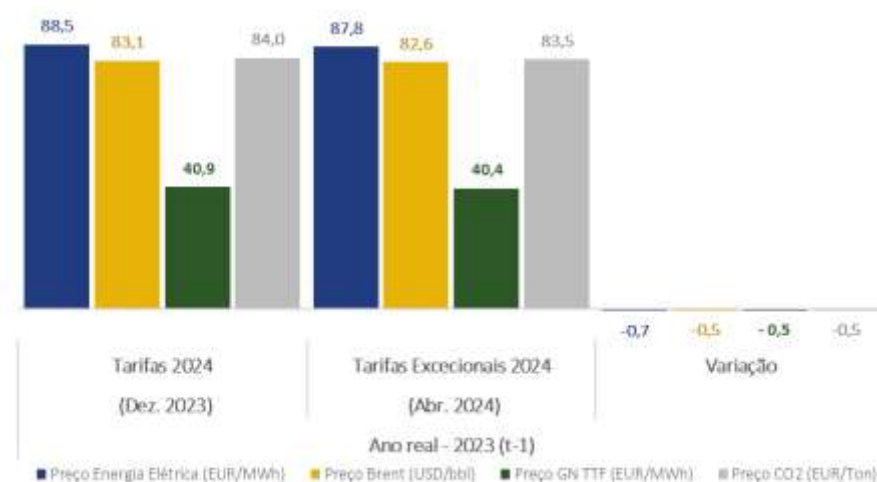
Nota: * O produto anual está incluído nos respetivos trimestres do ano. O valor anual tem em conta os produtos trimestrais e o produto anual alocado em cada trimestre.

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN

Em síntese, a Figura 2-11 apresenta as diferenças decorrentes da atualização dos preços das *commodities* entre o considerado nas tarifas de 2024, publicadas em dezembro de 2023, e os valores reais ocorridos no ano de 2023. Do mesmo modo, a Figura 2-12 apresenta as diferenças decorrentes da atualização das previsões dos preços das *commodities*, para o remanescente do ano de 2024.

Da atualização dos preços das *commodities* relativas ao ano de 2023 verifica-se que os ajustamentos são pouco significativos e negativos, com o preço de energia elétrica a verificar a maior correção, no valor de -0,7 EUR/MWh.

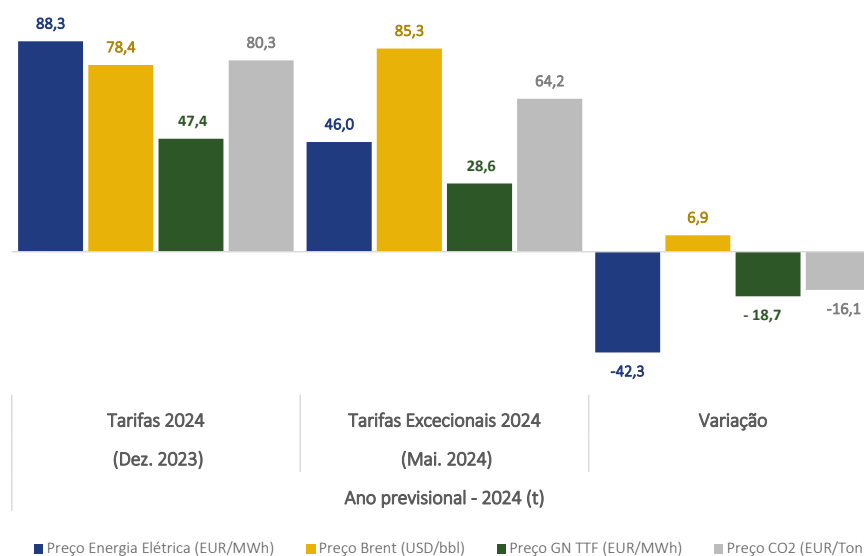
Figura 2-11 - Atualização dos preços reais de energia elétrica e restantes *commodities* do ano 2023 (t-1)



Fonte: ERSE, OMIE, Bloomberg

No que respeita à atualização das previsões dos preços das *commodities* para o remanescente do ano de 2024, verifica-se que os ajustamentos já são significativos e na sua maioria representam reduções, com o preço de energia elétrica a verificar as maiores correções, de -42,3 EUR/MWh.

Figura 2-12 - Atualização das previsões dos preços de energia elétrica e restantes *commodities* para o ano 2024 (t)



Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, Bloomberg

Em conclusão, as previsões para o custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR consideram:

- i. os valores reais disponíveis até 30 de abril;
- ii. as previsões de preços para as entregas de energia elétrica em 2024 (período remanescente), plasmadas no mercado de futuros de *peakload* de energia elétrica do OMIP;
- iii. os resultados dos leilões de aprovisionamento do CUR, no âmbito do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo de energia elétrica para fornecimento dos clientes no CUR, de produtos com entrega em 2024.

Adicionalmente, foram considerados na previsão do custo médio de aquisição do CUR para 2023 e 2024: i) os custos previstos com o acerto ao preço de mercado diário devido ao perfil de compra do CUR; ii) outros custos previstos²⁴; e iii) um prémio de risco, nos termos do artigo 122.º do RT em vigor, igual a zero.

O Quadro 2-2 apresenta os valores resultantes da atualização das *commodities* que condicionam o exercício tarifário para 2024, comparando os valores previstos em tarifas 2024 (em dezembro de 2023), com os valores previstos nesta fixação excecional (maio de 2024).

Quadro 2-2 - Previsões para o custo médio de aquisição do CUR²⁵ para fornecimento dos clientes

	Unidades: EUR/MWh		
	T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
Preço médio anual de energia elétrica para cálculo dos Proveitos (EUR/MWh)	88,30	46,02	-42,28
Preço médio de fecho em leilão (EUR/MWh)	120,10	103,85	-16,25
% de Energia equivalente colocada em leilão face ao total de fornecimentos do CUR (%)	25,8%	43,5%	17,7%
Custo global de aquisição de energia para fornecimentos do CUR (inclui todas as parcelas de custos, EUR/MWh)	102,35	76,46	-25,89

Fonte: ERSE, OMIE, OMIP, REN, Bloomberg

²⁴ Custos com interligações imputáveis aos clientes do CUR, custos de regulação imputados pelo acerto de contas, custos com comissões e garantias decorrentes da participação em mercados organizados, custos com a Banda de Reserva de Regulação e custos ou proveitos de vendas no mercado diário, da energia excedentária.

²⁵ O custo médio de aquisição do CUR em Portugal inclui os serviços de sistema, o acerto ao preço base decorrente do perfil de compras e os desvios decorrentes de aquisição do CUR em mercado. A propósito dos custos com serviços de sistema a suportar pelo CUR em 2023, assumiu-se que contemplam o mecanismo de Banda de Reserva de Regulação.

2.2 PRODUÇÃO COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA ADQUIRIDA PELO AUR

Através dos dados mais recentes disponíveis relativos à produção com remuneração garantida (PRG) adquirida pelo agregador de último recurso (AUR, atividade desempenhada pela SU Eletricidade) em 2023, observa-se um desvio superior a 750 GWh face ao estimado nas tarifas de 2024, publicadas em dezembro de 2023. Em volume, estes desvios são mais significativos nas tecnologias eólica e cogeração, como se resume no Quadro 2-3.

No que respeita à produção eólica com remuneração garantida, verifica-se que a quebra observada no ano de 2023 (-225 GWh, que corresponde a -1,7% de desvio face à estimativa), está a ser contrariada com um incremento significativo no 1.º trimestre de 2024, superior a 20% face ao período homólogo de 2023.

Na produção dos cogeneradores com remuneração garantida em 2023, verificam-se desvios face à previsão que são de sinal contrário entre os que utilizam fontes não renováveis (-779 GWh, que corresponde a -68,5% de desvio face à estimativa) e os que utilizam fontes renováveis (+244 GWh, que corresponde a +110,2% de desvio face à estimativa). Estes desvios têm origem, quer no processo de transição de cogeneradores entre o regime remuneratório geral (mercado) e o regime remuneratório garantido, quer em opções de exploração das instalações tendo em conta as condições dos mercados de gás e eletricidade.

Em relação ao primeiro fator, verifica-se que o ritmo de regresso à carteira da SU Eletricidade dos cogeneradores que tinham passado para o regime de mercado, ao abrigo da alteração legislativa introduzida pelo Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 22 de dezembro²⁶, foi inferior ao que tinha sido estimado no exercício tarifário de 2024. Com os dados de faturação da PRG mais recentes de que a ERSE dispõe (março de 2024), constata-se ainda que permanecem na modalidade geral de remuneração cerca de 20 cogeneradores, que ainda poderão regressar à carteira da SU Eletricidade. Quanto às condições de mercado, face aos preços do mercado grossista de eletricidade e aos custos de aquisição de gás, a utilização nos processos industriais da eletricidade produzida nas cogerações será pouco competitiva ou mesmo inviável, por ter um custo variável acima do preço médio no mercado grossista. No caso dos cogeneradores que optaram pela modalidade geral, a venda de excedentes em mercado também está seriamente comprometida para os

²⁶ Decreto-Lei n.º 119-A/2021, de 22 de dezembro - Artigo 35.º-Y - alterou transitoriamente as regras de mudança entre as diferentes modalidades do regime remuneratório da cogeração, nomeadamente a redução do tempo mínimo de permanência na modalidade geral de 2 anos para um período de até 1 ano, após o qual é permitido o regresso à modalidade remuneratória especial.

níveis de preço observados, admitindo-se que se cinjam ao mínimo indispensável nas condições de funcionamento que permitem assegurar o abastecimento de calor aos processos industriais.

Observam-se até março de 2024, tendo por base os dados de faturação mais recentes recebidos do AUR, crescimentos significativos nas injeções na rede elétrica, provenientes de cogeração com remuneração garantida de ambas as tecnologias, em relação ao período homólogo de 2023. Contudo, quando se analisam os dados acumulados até abril de 2024 do total da cogeração (com e sem remuneração garantida), verifica-se que a produção de cogeração a partir de fontes não renováveis injetada nas redes públicas reduziu-se em 16,9% face ao período homólogo de 2023, enquanto nos cogeradores a partir de fontes renováveis as injeções subiram 1,5% (fonte REN).

As variações acima indicadas constam no quadro seguinte, que resume as estimativas para 2023 e as previsões para 2024 da produção por tecnologia, assim como os dados mais recentes disponíveis na ERSE.

Quadro 2-3 – Previsões nas tarifas de 2024 e dados mais recentes disponíveis para a PRG adquirida pelo AUR em 2023 e 2024

	Tarifas 2024 (Dez 2023)			Faturação da PRG						REN - DataHub (c/ e s/ remuneração garantida)		
	Estim 2023	Prev 2024	Var. % 2024/2023	Real 2023	Desvio Real2023/ Estim2023	Desv. % Real2023/ Estim2023	Acum. Mar 2023	Acum. Mar 2024	Var. % Acum. Mar 2024/2023	Acum. Abr 2023	Acum. Abr 2024	Var. % Acum. Abr 2024/2023
Eólica	12 892	13 016	1,0%	12 667	-225	-1,7%	3 474	4 209	21,2%	4 593	5 450	18,7%
Hídrica	742	693	-6,6%	750	8	1,1%	268	403	50,3%	556	889	60,0%
Biogás	177	164	-7,4%	176	-1	-0,6%	43	41	-6,0%	-	-	-
Biomassa	1 292	1 278	-1,0%	1 300	8	0,6%	316	336	6,4%	616	619	0,5%
Fotovoltaica	422	352	-16,6%	448	26	6,1%	96	68	-29,2%	1 056	1 201	13,7%
Eólica OffShore	72	76	5,7%	79	7	9,2%	15	24	58,0%	-	-	-
RSU	461	450	-2,4%	378	-83	-18,0%	117	132	12,9%	-	-	-
Cog NFER	1 137	2 826	148,6%	358	-779	-68,5%	48	116	140,1%	644	535	-16,9%
Cog FER	222	1 898	755,8%	466	244	110,2%	2	327	19881,2%	404	410	1,5%
Micro/Mini/UPAC/UPP	333	330	-1,0%	369	36	10,8%			n.a	-	-	-
Fotovoltaica Leilões	0	29	n.a	0	0	n.a			n.a	-	-	-
Total PRG	17 750	21 113	18,9%	16 991	-759	-4,3%	4 379	5 656	29,2%	-	-	-

Fonte: ERSE, SU Eletricidade, REN

Os desvios entre a previsão da produção com remuneração garantida incluída pela ERSE no exercício tarifário de 2024, face às melhores previsões atuais, tem impacto no diferencial de custo deste tipo de produtores incluído nos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRG, desenvolvida pelo AUR. Face ao acima descrito, optou-se por atualizar a produção de 2023 e a previsão de 2024 nas tecnologias de PRG com maior potencial de provocar ajustamentos em 2025, nomeadamente a eólica e a cogeração (não renovável e renovável), recorrendo aos dados mais recentes de que a ERSE dispõe.

Esta atualização foi realizada tendo por base os dados de faturação da PRG de 2023 e a evolução em 2024 ocorrida até março²⁷, que são facultados regularmente pela SU Eletricidade à ERSE, os quais permitiram obter os dados reais da produção desagregada por tecnologia do ano 2023 e 2024.

No caso do ano 2023, a produção proveniente de eólica e de cogeração com remuneração garantida foi atualizada com as produções reais de faturação. Para o ano de 2024, no caso da eólica, sobre a produção real do ano de 2023 considerou-se a variação acumulada até abril de 2024, para o total da eólica (fonte REN), afetada da proporção do número de meses decorridos. Relativamente à produção da cogeração, face à incerteza do regresso à carteira do CUR das instalações que ainda se encontram em mercado e ao seu regime de funcionamento que dependerá da evolução das condições do mercado de gás e de eletricidade, optou-se por assumir a produção já ocorrida até março e nos 9 meses seguintes uma produção dada pela média da produção mensal ocorrida nos primeiros três meses e da produção mensal média implícita na previsão usada no exercício tarifário de 2024, publicado em dezembro de 2023, ajustada de modo a considerar o regresso à carteira do CUR de alguns produtores conforme informação entretanto recolhida. O Quadro 2-4 apresenta os resultados destas novas estimativas, comparando-os com os que constam das tarifas de 2024 em vigor.

Quadro 2-4 - Atualização das previsões de produção da PRG Eólica e PRG Cogeração para 2023 e 2024

Unidade: GWh

	T2024 (Dez 2023)			T2024 (Mai 2024)		
	Estim 2023	Prev 2024	Var. 2024/2023	Estim 2023 (Mai2024)	Prev 2024 (Mai2024)	Var. (Mai) 2024/ 2023
Eólica	12 892	13 016	1,0%	12 667	13 455	6,2%
Cogeração Não Renovável	1 137	2 826	148,6%	358	1 324	269,9%
Cogeração Renovável	222	1 898	755,8%	466	1 561	234,9%

Fonte: ERSE

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 2023. O quadro seguinte mostra os valores de produção, preços de aquisição, custo e diferencial de custo por tecnologia adotados na presente fixação

²⁷ Para a cogeração, devido à maior incerteza nas aquisições que a SU Eletricidade durante o ano de 2024, foi obtida informação atualizada a 30 de abril de 2024, assim informação complementar sobre regressos à carteira do CUR ocorridos na primeira semana de maio e outros que se perspetivem para os meses seguintes.

tarifária excecional, e a sua comparação com os valores implícitos nas tarifas de 2024 fixadas a 15 de dezembro de 2023.

**Quadro 2-5 - Diferencial de custo de aquisição de energia elétrica à PRG
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)**

	Tarifas 2024														
	Produção (GWh)			Preço médio de aquisição (EUR/MWh)			Custo Total (10 ³ EUR)			⁽¹⁾ Preço de referência cálculo do diferencial de custo PRG (EUR/MWh)			Diferencial de custo PRG do ano (10 ³ EUR)		
	Dez 2023	Mai 2024	Diferença Mai 2024 - Dez 2023	Dez 2023	Mai 2024	Diferença Mai 2024 - Dez 2023	Dez 2023	Mai 2024	Diferença Mai 2024 - Dez 2023	Dez 2023	Mai 2024	Diferença Mai 2024 - Dez 2023	Dez 2023	Mai 2024	Diferença Mai 2024 - Dez 2023
Eólicas	13 016	13 455	438	92,8	92,8	0,0	1 207 785	1 248 463	40 678	83,4	38,9	-44,5	121 587	724 551	602 965
Hídricas	693	693	0	111,2	111,2	0,0	77 033	77 033	0	83,4	38,9	-44,5	19 234	50 063	30 829
Biogás	164	164	0	131,7	131,7	0,0	21 578	21 578	0	83,4	38,9	-44,5	7 903	15 197	7 294
Biomassa	1 278	1 278	0	138,9	138,9	0,0	177 531	177 531	0	83,4	38,9	-44,5	70 846	127 750	56 904
Fotovoltaica	352	352	0	295,9	295,9	0,0	104 225	104 225	0	83,4	38,9	-44,5	74 830	90 509	15 679
Eólica OffShore	76	76	0	155,2	155,2	0,0	11 869	11 869	0	83,4	38,9	-44,5	5 489	8 892	3 403
Ondas	0	0	0	0,0	0,0	0,0	0	0	0	83,4	38,9	-44,5	0	0	0
RSU	450	450	0	96,7	96,7	0,0	43 499	43 499	0	83,4	38,9	-44,5	5 975	25 990	20 015
Cogeração (NFER)	2 826	1 324	-1 502	93,4	93,4	0,0	264 110	123 740	-140 370	83,4	38,9	-44,5	28 250	72 177	43 927
Cogeração (FER)	1 898	1 561	-337	105,3	105,3	0,0	199 785	164 306	-35 479	83,4	38,9	-44,5	41 421	103 533	62 112
Micro/Mini/UPAC/UPP	330	330	0	142,0	142,0	0,0	46 840	46 840	0	83,4	38,9	-44,5	19 318	33 998	14 679
Fotovoltaica Leilões	29	29	0	20,3	20,3	0,0	590	590	0	83,4	38,9	-44,5	-1 833	-541	1 292
Total da Produção com Remuneração Garantida (PRG)	21 113	19 712	-1 401	102,1	102,5	0,4	2 154 844	2 019 673	-135 171	83,45	38,94	-44,51	393 019	1 252 117	859 098

Notas: O preço de referência para o cálculo do diferencial de custo da PRG é determinado tendo por base o preço médio de mercado, bem como os perfis de aquisição da PRG e os custos com desvios que lhe estão associados.

Fonte: ERSE, SU Eletricidade

A Figura 2-13 apresenta a evolução a partir de 2002 da produção com remuneração garantida, desagregada por tecnologia, enquanto a Figura 2-14 apresenta o peso de cada tecnologia no custo total de aquisição da PRG pelo AUR, em ambos os casos após a atualização da previsão para 2023 e 2024 considerada nesta revisão tarifária.

Figura 2-13 - Evolução da produção por tecnologia de PRG após revisão dos anos 2023 e 2024

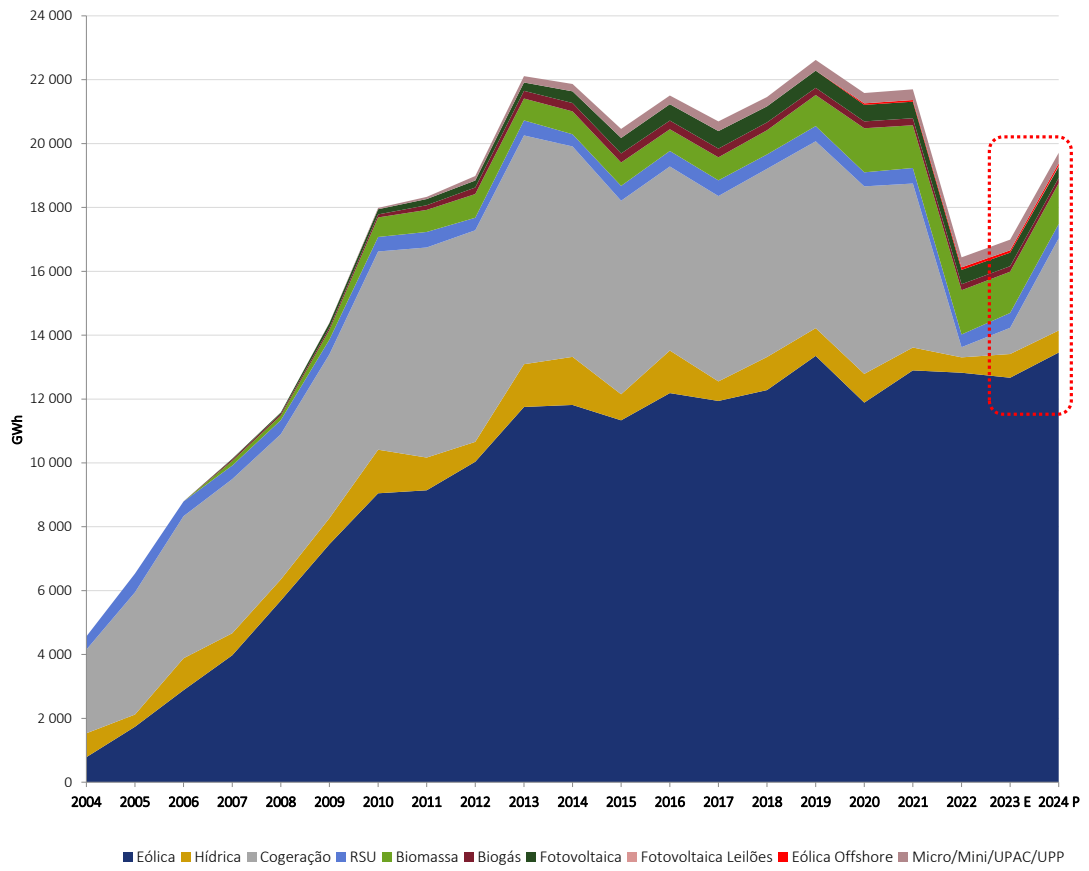
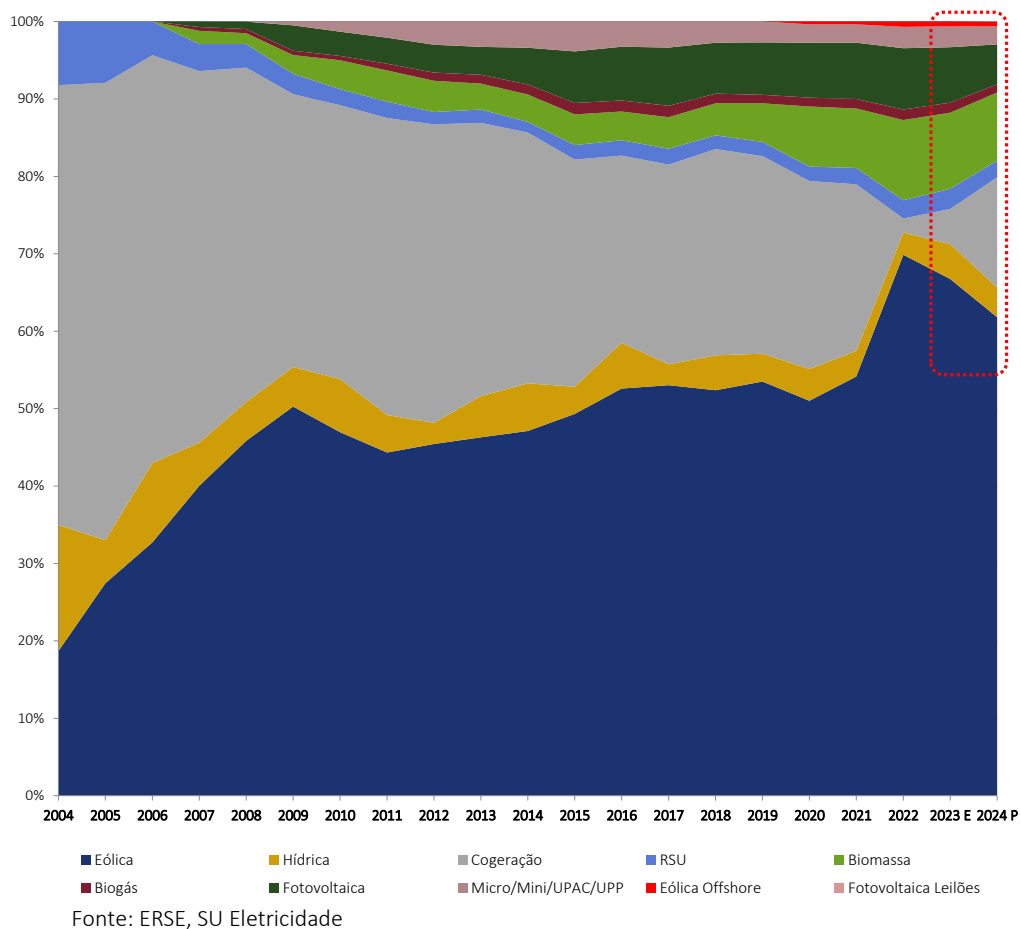


Figura 2-14 - Peso de cada tecnologia no custo total da PRG após revisão dos anos 2023 e 2024



2.3 MEDIDAS DE CONTENÇÃO TARIFÁRIA

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, as receitas geradas pelos leilões das licenças de emissão atribuídas a Portugal constituem receita do Fundo Ambiental e 60% dessa receita reverte para o SEN, através da diminuição da tarifa de Uso Global do Sistema, devendo ser transferidas nos termos estabelecidos por portaria dos membros do Governo responsáveis pelas áreas das Finanças e do Ambiente.

Adicionalmente, existem um conjunto de outras verbas que revertem para o SEN, como seja a afetação de receitas da tributação dos produtos petrolíferos e energéticos ou a afetação do produto estimado da contribuição extraordinária sobre o setor energético (CESE), destinadas à redução da dívida tarifária.

Neste enquadramento, o Despacho n.º 11035/2023 ²⁸, de 16 de outubro, do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática, fixou montantes a transferir para o SEN no ano de 2024. Nos termos do RT, estes montantes são deduzidos aos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição (ORD) por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, sendo designados por medidas de contenção tarifária (MCT). A exceção a esta regra são as receitas com garantias de origem, que são tratadas ao nível da atividade de compra e venda de energia elétrica a PRG do AUR, dado o seu enquadramento legal específico²⁹ e o facto de estarem diretamente relacionadas com a produção renovável transacionada por esta atividade regulada.

No âmbito desta fixação excecional de tarifas para 2024, os valores das MCT foram alterados apenas no montante das receitas com os leilões de CO₂ transferidas para o SEN, decorrente da atualização do preço médio previsto para as licenças de emissão de CO₂ no ano de 2024. As demais variáveis que definem os valores das MCT mantiveram-se inalteradas face ao considerado nas tarifas de 2024 em vigor, por serem mais dificilmente estimáveis para o conjunto do ano de 2024 com base na informação disponível à data. Deste modo, os restantes valores das MCT também não foram alterados face ao considerado nas tarifas publicadas em dezembro de 2023 em vigor conforme apresentado no Quadro 2-6.

²⁸ [Despacho n.º 11035/2023](#), publicado no Diário da República, 2.ª série, n.º 209, de 27 de outubro.

²⁹ Capítulo VI do [Decreto-Lei n.º 84/2022](#), de 9 de dezembro.

Quadro 2-6 – Medidas de contenção tarifária no ano de 2024
 (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

Unidade: Milhares de euros

	T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
Receitas do mecanismo previsto no DL 74/2013	-2 222	-2 222	0
Transferência para o SEN proveniente dos leilões de licenças de emissão de gases com efeito de estufa (CELE)	463 190	370 262	-92 928
Transferência para o SEN proveniente da CESE	63 495	63 495	0
Afetação extraordinária ao SEN (saldos de gerência FA, FSSSE e ERSE, outras verbas decididas pelo Governo)	566 000	566 000	0
Transferência para o SEN proveniente da tributação de ISP e adicionamento de CO ₂ aos centros eletroprodutores	5 099	5 099	0
Receita das vendas de Garantias de Origem da PRE com remuneração garantida que reverte para o SEN	125 358	125 358	0
TOTAL medidas de contenção tarifária	1 220 920	1 127 992	-92 928

3 PROVEITOS PERMITIDOS

Neste capítulo são apresentados os proveitos permitidos de 2024 e os ajustamentos provisórios de 2023 (ano t-1), das atividades impactadas pela alteração dos preços de energia elétrica no mercado grossista e de outras *commodities*, designadamente:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (REN Trading);
- Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes do CUR (SU Eletricidade);
- Compra e Venda de Energia Elétrica da produção com remuneração garantida do agregador de último recurso (AUR) (SU Eletricidade);
- Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (EDA e EEM).

Adicionalmente, apresentam-se também os proveitos das atividades que recuperam os proveitos permitidos das atividades anteriores, por aplicação das tarifas de Acesso às Redes:

- Gestão Global do Sistema, desenvolvida pela entidade concessionária da Rede Nacional de Transporte (RNT), que recupera os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira (REN);
- Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte, desenvolvida pela entidade concessionária da rede nacional de distribuição em AT e MT, que recupera os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE com remuneração garantida (E-REDES);
- Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, desenvolvida pelo CUR (SU Eletricidade).

3.1 SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS E AJUSTAMENTOS DE 2022 E DE 2023

SÍNTESE DOS PROVEITOS PERMITIDOS

O Quadro 3-1 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas no Continente, que resultam desta fixação excecional de tarifas e da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023.

Quadro 3-1 - Proveitos por atividade no Continente
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em junho de 2024)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos por atividade (1)	Proveitos transferidos entre actividades / Pass through tarifário / Alisamentos / Outros (*) (2)	Proveitos a proporcionar em 2024, previstos em Mai 2024 (c/ ajustamento) (3) = (1) + (2)	Tarifa social (4)	T2024 (Mai 2024) (5) = (3) + (4)	T2024 (Dez 2023) (6)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023) (7) = (5) - (6)
REN Trading	296 976	-296 976	0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica do Agente Comercial (CVEEAC)	296 976	-296 976 (Proveito transferido GGS)	0	0	0	0	0
ADENE	1 349	-674	0	0	0	0	0
Operação Logística de Mudança de Comercializador e Agregador (OLMCA)	1 349	-674 (Proveito transferido GGS) -674 (Outros - Preço regulado)	0	0	0	0	0
REN	725 112	297 651	1 022 763	0	1 022 763	1 021 857	906
Gestão Global do Sistema (GGS)	367 953	296 976 (CVEEAC) 674 (OLMCA) 0 (Alisamento)	665 604	0	665 604	664 698	906
Transporte de Energia Eléctrica (TEE)	357 159		357 159	0	357 159	357 159	0
E-Redes	2 935 353	-1 022 763	1 912 591	-129 768	1 782 822	812 727	970 096
Distribuição de Energia Eléctrica (DEE)	1 103 087	0	1 103 087	0	1 103 087	1 103 087	0
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte (CVAT)	1 832 266	-1 022 763 (Pass through tarifário ORT TEE e GGS)	809 503	-129 768	679 735	-290 361	970 096
SU Eletricidade	2 139 051	-1 850 000	289 051	0	289 051	377 285	-88 234
Agregador de Último Recurso (AUR)	1 796 450		0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção com Remuneração Garantida (CVEE PRG)	1 795 930	-1 795 930 (Proveito transferido CVAT, incluindo alisamento)	0	0	0	0	0
Compra e Venda de Energia Eléctrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (CVEE PREAC)	520	-520 (Proveito transferido CVAT)	0	0	0	0	0
Comercializador de Último Recurso (CUR)	342 601		289 051	0	289 051	377 285	-88 234
Compra e Venda de Energia Eléctrica Fornecimento a clientes (CVEE FC)	56 625	207 059 (Proveito transferido CVAT)	263 684	0	263 684	351 919	-88 234
Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e de Distribuição (CVATD)	260 909	-260 909 (Pass through tarifário DEE + CVAT)	0	0	0	0	0
Comercialização (C)	25 067	300 (Proveito transferido CVAT)	25 367	0	25 367	25 367	0
	3 224 404		3 224 404	-129 768	3 094 636	2 211 868	882 767

* Os proveitos da atividade de OLMCA são recuperados por preços regulados e, supletivamente, pela parcela I da tarifa UGS do ORT

O Quadro 3-2 apresenta o resumo dos proveitos permitidos e a recuperar pelas atividades reguladas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, que resultam desta fixação excecional de tarifas e da decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023.

Quadro 3-2 - Proveitos por atividade nas Regiões Autónomas
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos permitidos por atividade (Dez 2023)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Dez 2023)	T2024 (Dez 2023)	Proveitos permitidos por atividade (Mai 2024)	Sobrecusto com a convergência tarifária das Regiões Autónomas incorporado na Tarifa UGS (Mai 2024)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
	(1)	(2)	(3) = (1) - (2)	(4)	(5)	(6) = (4) - (5)	(7) = (6) - (3)
EDA	280 320	145 009	135 312	279 775	147 609	132 166	-3 146
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	226 276	118 167	108 109	225 731	120 768	104 963	-3 146
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	46 557	23 276	23 281	46 557	23 276	23 281	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	7 487	3 565	3 922	7 487	3 565	3 922	0
EEM	321 083	170 152	150 931	310 569	162 394	148 174	-2 756
Atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	142 983	119 269	251 737	135 225	116 512	-2 756
Atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 831	25 619	27 212	52 831	25 619	27 212	0
Atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 000	1 550	4 450	6 000	1 550	4 450	0
Total nas Regiões Autónomas	601 403	315 161	286 242	590 344	310 004	280 340	-5 902
Tarifa Social na Região Autónoma dos Açores			3 243			3 240	-2
Tarifa Social na Região Autónoma da Madeira			3 411			3 409	-2
Tarifa Social nas Regiões Autónomas			6 654			6 650	-4

No quadro seguinte apresenta-se o montante dos proveitos regulados a recuperar com a aplicação das tarifas de Energia Elétrica em Portugal continental considerado nesta fixação excecional de tarifas e na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023.

Quadro 3-3 - Proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas de energia elétrica em Portugal continental
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

	Unidade: Milhares de euros		
	T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
Uso Global do Sistema do ORT			
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	41 358	41 358	0
Custos de gestão do sistema	41 358	41 358	0
dos quais referentes a proveitos do OLMCA recuperados pela UGS I do ORT	674	674	0
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	623 340	624 246	906
Diferencial de custo dos CAE	290 913	296 976	6 063
Outros CIEG ao nível do ORT	332 427	327 270	-5 157
Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores	145 009	147 609	2 601
Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira	170 152	162 394	-7 757
Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0
Restantes CIEG ao nível do ORT	17 266	17 266	0
Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos outros CIEG ao nível do ORT	0	0	0
Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORT	0	0	0
(1) Uso Global do Sistema do ORT (ao nível do Transporte)	664 698	665 604	906
Uso Global do Sistema do ORD			
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORD (sem UGS I ORT)	562	562	0
Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PREAC	520	520	0
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS I	-42	-42	0
Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORD (sem UGS II ORT)	-155 122	814 892	970 014
Diferencial de custos com a aquisição de energia aos PRG	916 293	1 795 930	879 637
CMEC	85 888	85 888	0
Medidas de sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-2 551
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	139 353	139 353	0
Diferencial na atividade de Comercialização do CUR devido à extinção das TVCF	-300	-300	0
Medidas de contenção tarifária do SEN, ao nível da UGS II do ORD	1 095 562	1 002 634	-92 928
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à UGS II	-3 714	-3 714	0
(2) Uso Global do Sistema do ORD (ao nível da Distribuição)	-154 561	815 454	970 014
Proveitos totais a recuperar com as tarifas de UGS (1) + (2)	510 137	1 481 058	970 920
Uso da rede de Transporte			
Uso da rede de transporte ORT	357 159	357 159	0
Ajustamentos de faturação CVAT relativos à URT	5 951	5 951	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de URT aplicadas pelo ORD	351 208	351 208	0
Uso da Rede de Distribuição			
Total dos proveitos em AT/MT	409 615	409 615	0
Total dos proveitos em BT	693 472	693 472	0
Proveitos a recuperar com as tarifas de URD	1 103 087	1 103 087	0
Comercialização do CUR			
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em NT	49	49	0
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTE	226	226	0
Proveitos da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica em BTN	25 092	25 092	0
Proveitos da Comercialização	25 367	25 367	0
Compra e Venda de Energia para Fornecimento a Clientes do CUR (s/ ajust)			
Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica, sem serviços de sistema e acertos de contas	335 105	250 512	-84 593
Custos com serviços do sistema e acerto de contas	13 740	10 099	-3 642
Custos de funcionamento	3 073	3 073	0
Proveitos da Compra e Venda de Energia do CUR (s/ ajust)	351 919	263 684	-88 234
Total dos proveitos permitidos a recuperar com as tarifas	2 341 718	3 224 404	882 686
Desconto no acesso às redes por aplicação da tarifa social	-129 850	-129 768	81
Total de proveitos a recuperar com tarifas no continente	2 211 868	3 094 636	882 767

SÍNTESE DOS AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2023

O Quadro 3-4 evidencia os novos ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2023 a repercutir nas tarifas de 2024 resultantes da presente revisão excepcional, bem como os ajustamentos calculados em dezembro de 2023 e a diferença entre ambos. Neste âmbito, devido às determinantes de proveitos que foram atualizadas, isto é, o preço grossista de eletricidade e os preços das outras *commodities*, as atividades em que os ajustamentos provisórios de 2023 sofreram alterações foram:

- Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial;
- Compra e Venda de Energia Elétrica do comercializador de último recurso³⁰.

Os ajustamentos provisórios ao CAPEX³¹ determinados em dezembro de 2023 mantêm-se, uma vez que não foram atualizadas as variáveis que impactam estes custos.

Os ajustamentos definitivos referentes a 2023 serão calculados no exercício tarifário de 2025, com base em valores ocorridos, e serão repercutidos nas tarifas de 2025. Nesse cálculo, serão consideradas as proporções respetivas dos montantes de ajustamentos provisórios de 2023 constantes das tarifas de 2024 publicadas em dezembro de 2023 e os ajustamentos provisórios de 2023 recalculados na fixação excepcional de tarifas a publicar em maio de 2024, tendo em conta os meses em vigor de cada período.

Os novos ajustamentos provisórios de 2023 a refletir nas tarifas de 2024 recalculadas, referentes às várias atividades reguladas do Continente, encontram-se na coluna (7) do Quadro 3-4.

³⁰ No quadro do RT vigente em 2023, esta atividade era composta pela função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE com remuneração garantida e pela função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes.

³¹ Do inglês *Capital Expenditure*, corresponde à remuneração do ativo líquido de subsídios e participações adicionada das amortizações desse ativo.

Quadro 3-4 - Ajustamentos provisórios aos proveitos permitidos de 2023 a refletir em 2024, no Continente

Unidade: Milhares de euros

	Proveitos estimados a faturar em 2023	Proveitos estimados a proporcionar em 2023, definidos em 2023	Desvio	Desvio atualizado para 2024	Outros a)	Acerto do CAPEX atualizado para 2024	Ajustamento provisório a repercutir em T2024 (Mai 2024)	Ajustamento provisório a repercutir em T2024 (Dez 2023)	Diferença
	(1)	(2)	(3) = (1)-(2)	(4) = (3) x (1+i+spread)	(5)	(6)	(7) = (4) + (5) + (6)	(8)	(9) = (7) - (8)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	-628 194	-364 384	-263 810	-275 359			-275 359	-277 759	2 400
Proveitos permitidos à REN Trading	-628 194	-364 384	-263 810	-275 359	0	0	-275 359	-277 759	2 400
Gestão Global do Sistema (GGS)	0				-414	491	76	76	0
Transporte de Energia Elétrica (TEE)	0							0	0
Proveitos permitidos à REN	0	0	0	0	-414	491	76	76	0
Compra e Venda de Energia Elétrica	-1 956 098	-647 753	-1 288 450	-1 344 855			-1 344 855	-1 326 867	-17 988
Produção em regime especial (PRE)	-2 579 990	-1 121 432	-1 438 663	-1 501 645			-1 501 645	-1 481 106	-20 539
Fornecimento a clientes (FC)	623 893	473 679	150 214	156 790			156 790	154 239	2 551
Ajustamento da aditividade tarifária							0	0	0
Comercialização (C)						-409	-409	-409	0
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	-1 956 098	-647 753	-1 288 450	-1 344 855	0	-409	-1 345 265	-1 327 277	-17 988
Total no Continente	-2 584 292	-1 012 137	-1 552 260	-1 620 214	-414	81	-1 620 547	-1 604 959	-15 588

Valor (-) a recuperar pela empresa, valor (+) a devolver pela empresa

a) Ajustamento provisório da convergência tarifária das Regiões Autônomas

3.1.1 AJUSTAMENTOS TARIFÁRIOS DE 2022 E 2023

Dando cumprimento ao estipulado no artigo 209.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, identificam-se os montantes de ajustamentos referentes a 2022 e 2023 e respetivos juros, subjacentes às tarifas a vigorar entre junho e dezembro de 2024, para as entidades reguladas em que ocorreram alterações nestes montantes.

Quadro 3-5 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da REN Trading

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2024 (Mai 2024)	Ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Ajustamento provisório calculado em 2022 e incluído nas tarifas de 2023 (Dez2022)	Ajustamento provisório calculado em 2022 e incluído nas tarifas de 2023 (Jun2023)	Juros do ajustamento provisório calculado em 2022 e incluído nas tarifas de 2023	Ajustamentos extraordinários de anos anteriores, atualizados para t-2	Ajustamentos de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2023	Ajustamento provisório do ano de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em T2024 (Mai 2024)	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em T2024 (Dez 2023)	Diferença
	(1)	(2) = [(1) x(1+i+spread) x (1+i+spread)]	(3)	(3')	(4) = [(3+3')/2 x (1+i+spread)-1]	(5)	(6) = (1)+(2)- [(3+3')/2]+(4)+(5)	(7)	(8) = [(7) x (1+i+spread)-1]	(9) = (7)+(8)	(10) = (6)+(9)	(11)	(12) = (10) - (11)
Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	408 913	24 729	373 330	386 643	16 635	0	37 021	-263 810	-11 549	-275 359	-238 338	-240 738	2 400
Proveitos permitidos à REN Trading	408 913	24 729	373 330	386 643	16 635	0	37 021	-263 810	-11 549	-275 359	-238 338	-240 738	2 400

Quadro 3-6 - Valor dos ajustamentos de 2022 e 2023 incluídos nos proveitos permitidos da SU Eletricidade

Unidade: Milhares de euros

Tarifas 2024 (Mai 2024)	Ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Juros do ajustamento dos proveitos relativos a 2022	Ajustamento provisório calculado em 2022 e incluído nas tarifas de 2023 (Dez2022)	Ajustamento provisório calculado em 2022 e incluído nas tarifas de 2023 (Jun2023)	Juros do ajustamento provisório calculado em 2022 e incluído nas tarifas de 2023	Ajustamentos de 2022 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024	Ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2023	Juros do ajustamento provisório dos proveitos relativos a 2023	Ajustamento provisório do ano de 2023 a recuperar(-) a devolver (+) em 2024	Ajustamento extraordinário relativo ao evento no mercado intradiário atualizado para 2024	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em T2024 (Mai 2024)	Total dos ajustamentos a recuperar(-) a devolver (+) em T2024 (Dez 2023)	Diferença
	(1)	(2) = [(1) x(1+i+spread) x (1+i+spread) - 1]	(3)	(3')	(4) = [(3+3')/2 x (1+i+spread)-1]	(5) = (1)+(2)-(3)-(4)	(6)	(7) = [(6) x (1+i+spread)-1]	(8) = (6)+(7)	(9)	(10) = (5)+(8)+(9)	(11)	(12) = (10) - (11)
Compra e Venda de Energia Elétrica	370 431	22 402	783 108	653 993	31 457	-357 174	-1 288 450	-56 406	-1 344 855	8 255	-1 693 775	-1 675 787	-17 988
Sobrecusto da PRE	501 355	30 320	974 572	824 889	39 388	-407 444	-1 438 663	-62 982	-1 501 645	8 255	-1 900 834	-1 880 295	-20 539
CVEE Fornecimento Clientes	-131 472	-7 951	-191 464	-170 895	-7 932	49 689	150 214	6 576	156 790		206 479	203 928	2 551
Ajustamento da aditividade tarifária	547	33				581			0		581	581	0
Comercialização	2 884	174				3 059	-392	-17	-409		2 650	2 650	0
Proveitos permitidos à SU Eletricidade	373 315	22 577	783 108	653 993	31 457	-354 116	-1 288 842	-56 423	-1 345 265	8 255	-1 691 125	-1 673 137	-17 988

ESTIMATIVA DOS AJUSTAMENTO DE 2023 A REPERCUTIR NAS TARIFAS DE 2025 DA ATIVIDADE DE CVEE DO AUR

Considerando as contas reguladas e auditadas do ano de 2023 enviadas pela SU Eletricidade a 2 de maio de 2024, em antecipação ao prazo de 15 de maio estabelecido no RT, no âmbito do processo de definição de tarifas para o ano de 2025, o valor agregado dos ajustamentos provisórios de 2023 das duas funções da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (CVEE) do CUR seria cerca de 101,6 milhões de euros inferior ao que resulta do cálculo efetuado nesta fixação excecional das tarifas de 2024³².

Com esses dados e tendo presente os ajustamentos provisórios de 2023 das funções de CVEE da PRE com remuneração garantida e de CVEE para fornecimento a clientes, determinados nos dois exercícios tarifários de 2024 (ver Quadro 3-18 e Quadro 3-20), estima-se que o valor agregado dos ajustamentos da atividade de CVEE do CUR a repercutir nas tarifas de 2025 possa ser de 109,0 milhões de euros, a favor da empresa, dos quais cerca de 116,3 milhões de euros respeitantes à função de CVEE da PRE, a favor da empresa, e cerca de 7,2 milhões de euros respeitantes à função de CVEE para fornecimento a clientes, a devolver pela empresa. Estes valores foram estimados após uma ponderação dos ajustamentos provisórios de 2023 determinados em cada exercício tarifário de 2024 em função dos meses de aplicação das respetivas tarifas³³.

Assinala-se que este valor não considera as taxas de juro a aplicar de 2024 para 2025, e foi obtido sem o escrutínio detalhado das contas reguladas e auditadas do ano 2023 por parte do regulador. Nos termos do RT em vigor, a estimativa mais precisa será integrada na proposta tarifária para o setor elétrico para 2025 submetida a parecer do Conselho Tarifário no próximo dia 15 de outubro, sendo o valor definitivo publicado no próximo dia 15 de dezembro com as tarifas para o setor elétrico para 2025.

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

Como foi referido nos capítulos 0 e 2, as condições de mercado alteraram-se substancialmente relativamente ao previsto nas tarifas de 2024 em vigor, quer no final de 2023, quer no primeiro trimestre

³² Resultante de diferenças de -108 milhões de euros no caso da função CVEE da PRE e +6 milhões de euros no caso da função CVEE para fornecimento a clientes.

³³ Ponderação de 5/12 do ajustamento provisório de 2023 incorporado nas tarifas de 2024, que entraram em vigor 1 de janeiro, e de 7/12 do ajustamento provisório de 2023 incorporado na fixação excecional das tarifas de 2024, que entram em vigor a partir de 1 de junho.

do ano de 2024. Neste sentido, foram revistos os valores para o diferencial do custo com os CAE para ambos os anos, considerando a informação operacional mensal, que inclui produções, custos e receitas da central da Turbogás. A atualização da informação dos anos de 2023 e 2024 apenas tem consequência no diferencial de custo da central da Turbogás, cujo contrato de aquisição de energia (CAE) terminou no final do primeiro trimestre de 2024, não afetando os demais custos de funcionamento desta atividade. Refira-se que os preços de energia elétrica no mercado grossista muito baixos em fevereiro e em março não permitiram que a produção da central da Turbogás no primeiro trimestre de 2024 assegurasse o consumo mínimo de gás natural previsto no Acordo de Gestão de Consumo (AGC) para o 1.º trimestre de 2024³⁴.

3.2.1 PROVEITOS PERMITIDOS

No Quadro 3-7 comparam-se os valores do diferencial de custo com os CAE previsto pela ERSE para 2024, desta revisão excepcional das tarifas a vigorar a partir de 1 de junho de 2024 com os valores previstos na definição das tarifas em 15 de dezembro de 2023.

³⁴ O 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 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 QAC. Caso o consumo dessas quantidades mínimas não seja assegurado, a Galp é financeiramente compensada nos termos definidos no AGC.

Quadro 3-7 - Diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

Unidade: 10³ EUR

		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	0	0	0
(1b)	Turbogás	37 243	37 243	0
(1)=(1a)+(1b)	Total	37 243	37 243	0
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	0	0	0
(2b)	Turbogás	73 121	42 735	-30 386
(2)=(2a)+(2b)	Total	73 121	42 735	-30 386
Licenças de CO₂				
(3a)	Tejo Energia	0	0	0
(3b)	Turbogás	28 282	15 917	-12 366
(3c)	Custos decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	0
(3)=(3a)+(3b)+(3c)	Total	28 282	15 917	-12 366
Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços				
(4a)	Tejo Energia	0	0	0
(4b)	Turbogás	0	0	0
(4)=(4a)+(4b)	Total	0	0	0
Receitas sem serviços de sistema				
(5a)	Tejo Energia	0	0	0
(5b)	Turbogás	93 391	48 769	-44 622
(5)=(5a)+(5b)	Total	93 391	48 769	-44 622
Receitas com reserva e regulação terciária				
(6a)	Tejo Energia	0	0	0
(6b)	Turbogás	300	300	0
(6)=(6a)+(6b)	Total	300	300	0
Saldo VPP				
(7a)	Tejo Energia	0	0	0
(7b)	Turbogás	0	0	0
(7)=(7a)+(7b)	Total	0	0	0
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE				
(8a)	Tejo Energia	0	0	0
(8b)	Turbogás	0	0	0
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	0
Outros Custos				
(9a)	Tejo Energia	1 500	1 500	0
(9b)	Turbogás	3 220	9 813	6 593
(9)=(9a)+(9b)	Total	4 720	4 720	0
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)+(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	1 500	1 500	0
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)+(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	48 175	56 638	8 463
(10c)=(3c)	Receitas decorrentes trocas de licenças EUA por CER	0	0	0
(11)=(10a)+(10b)+(10c)	Total	49 675	58 138	8 463

Como se pode verificar, o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica à Turbogás em 2024 aumenta nesta fixação de tarifas excecionais de 2024 relativamente ao previsto em dezembro de 2023, em cerca de 8,5 milhões de euros. Por um lado, existe um decréscimo dos encargos variáveis, com a diminuição do encargo de energia (-30,4 milhões de euros) e dos custos com a aquisição de licenças de CO₂ (-12,3 milhões de euros). No entanto, as receitas da central de mercado (-44,6 milhões de euros) sofrem uma

redução superior devido à redução substancial dos preços de energia elétrica no mercado ibérico verificada no primeiro trimestre do ano.

Adicionalmente, e como já foi referido anteriormente, a central da Turbogás não consumiu as quantidades mínimas contratadas para o 1.º trimestre de 2024, devido aos baixos preços de energia elétrica no mercado grossista. Assim, o Agente Comercial incorreu em custos adicionais referentes à cláusula de *pay*, que prevê que o gás natural não consumido pela central (cerca de 19 milhões de m³) seja pago, genericamente, como se o tivesse sido, no valor de 6,6 milhões de euros³⁵. A REN Trading estima que o custo com o consumo deste gás natural para produção de energia elétrica, adicionado do custo com a aquisição de licenças de CO₂, seriam superiores à receita gerada no mercado grossista de eletricidade, pelo que a decisão de incorrer na penalidade supracitada poderá ter permitido uma poupança de cerca de dois milhões de euros para o SEN. A razoabilidade económica desta opção será avaliada pela ERSE posteriormente.

No Quadro 3-8 observam-se os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2024.

Quadro 3-8 - Comparação dos pressupostos alterados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2024

		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	88,3	46,0	-42,3
	Receita unitária (com serviços sistema)	99,7	68,3	-31,4
	Custo variável sem CO ₂	77,8	59,5	-18,3
	Custo com licenças CO ₂	30,1	22,2	-7,9
	Produção	940	718	-222

O montante de proveitos permitidos ao Agente Comercial na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica³⁶ é detalhado no Quadro 3-9, apresentando-se as várias parcelas que estão na origem dos novos proveitos permitidos de 2024, decorrentes desta revisão tarifária excecional.

³⁵ Este montante está incluído na rubrica “Outros custos” do Quadro 3-7.

³⁶ Dado pela expressão estabelecida de acordo com o n.º 1 do artigo 112.º do RT em vigor.

Quadro 3-9 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

		Unidade 10 ³ EUR		
		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
A = 1 + 2 - 3	Diferencial de custo com a aquisição de energia eléctrica aos produtores com CAE	49 675	58 138	8 463
1	Custos com aquisição de energia eléctrica, aos produtores com CAE	143 366	100 615	-42 751
2	Outros custos, designadamente, custos com tarifa de URT e custos com aquisição de energia eléctrica dos produtores com CAE	0	6 593	6 593
3	Proveitos com a venda da energia eléctrica dos produtores com CAE	93 691	49 069	-44 622
B = 4 + 5 + 6*7	Custos de funcionamento no âmbito da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial	500	500	0
4	Custos de exploração da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica (valor líquido)	476	476	0
5	Amortizações do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	23	23	0
6	Valor médio do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica, líquido de amortizações e participações	18	18	0
7	Taxa de remuneração do activo fixo afecto à actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica	5,27%	5,27%	0,00%
C	Valor estimado para o ajustamento dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, no ano t-1	-277 759	-275 359	2 400
D	Ajustamento no ano t, dos proveitos permitidos da actividade de CVEE do Agente Comercial, tendo em conta os valores ocorridos em t-2	37 021	37 021	0
F = A + B - C - D	Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda de Energia Elétrica a transferir para a GGS	290 913	296 976	6 063

3.2.2 AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2023

O recálculo do desvio provisório de 2023 é apresentado no Quadro 3-10. Como já foi referido anteriormente, neste recálculo foram atualizados os dados operacionais da central para o último trimestre de 2023, incluindo a produção da central. Desta atualização resultou um novo ajustamento provisório de 2023, superior em 2,4 milhões de euros face ao valor em dezembro de 2023, o que significa um valor inferior a recuperar pela empresa.

Quadro 3-10 - Cálculo do ajustamento provisório da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial, em 2023

(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

		Unidade 10 ³ EUR		
		2023 (Dez 2023)	2023 (Mai 2024)	Diferença 2023 (Mai 2024) - 2023 (Dez 2023)
1	Sobrecusto recuperado pela GGS (Dez2021)	-877 969	-877 969	0
1'	Sobrecusto recuperado pela GGS (Jun2022)	-378 419	-378 419	0
1" = (1 + 1') / 2	Sobrecusto recuperado pela GGS em t-1	-628 194	-628 194	0
2	Sobrecusto com a aquisição de energia previsional	96 820	94 520	-2 299
3'	Ajustamento t-1 (Dez2022)	373 330	373 330	0
3"	Ajustamento t-1 (Jun2023)	386 643	386 643	0
3=(3'+3'')/2	Ajustamento t-1	379 986	379 986	0
4	Ajustamento t-2	79 743	79 743	0
5	Custos de funcionamento	825	825	0
A = 1" - (2-3-4+5)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC	-266 109	-263 810	2 299
it-1	Taxa de juro EURIBOR a doze meses, média, valores diários de t-1 acrescida de spread	4,378%	4,378%	0,000%
B = A * (1+it-1)	Desvio nos proveitos permitidos com a compra e venda de energia eléctrica do AC atualizado para t	-277 759	-275 359	2 400

Nos pontos seguintes é analisado o novo ajustamento entre os valores previstos e estimados para 2023 do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE.

Análise do diferencial de custo

O Quadro 3-11 apresenta os montantes do diferencial de custo estimado para 2023 pela ERSE em dezembro de 2023, comparando-os com os valores utilizados nesta fixação excecional de tarifas para 2024.

Quadro 3-11 - Desvio do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE estimado para 2023

(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		2023 (Dez 2023)	2023 (Mai 2024)	Diferença entre ajustamentos de 2023
		(1)	(2)	(2) - (1)
Encargo de Potência				
(1a)	Tejo Energia	0	0	0
(1b)	Turbogás	149 567	149 567	0
(1)=(1a)+(1b)	Total	149 567	149 567	0
Encargo de Energia				
(2a)	Tejo Energia	0	0	0
(2b)	Turbogás	238 861	246 205	7 344
(2)=(2a)+(2b)	Total	238 861	246 205	7 344
Licenças de CO₂				
(3a)	Tejo Energia	0	0	0
(3b)	Turbogás	109 546	111 978	2 432
(3)=(3a)+(3b)	Total	109 546	111 978	2 432
Receitas com mecanismo ibérico de controlo de preços				
(4a)	Tejo Energia	0	0	0
(4b)	Turbogás	8 829	8 829	0
(4)=(4a)+(4b)	Total	8 829	8 829	0
Receitas sem serviços de sistema				
(5a)	Tejo Energia	0	0	0
(5b)	Turbogás	383 749	395 824	12 075
(5)=(5a)+(5b)	Total	383 749	395 824	12 075
Receitas com reserva e regulação terciária				
(6a)	Tejo Energia	0	0	0
(6b)	Turbogás	14 518	14 518	0
(6)=(6a)+(6b)	Total	14 518	14 518	0
Saldo VPP				
(7a)	Tejo Energia	0	0	0
(7b)	Turbogás	0	0	0
(7)=(7a)+(7b)	Total	0	0	0
Pagamentos da tarifa de URT e custos com aquisição de energia elétrica dos produtores com CAE				
(8a)	Tejo Energia	0	0	0
(8b)	Turbogás	0	0	0
(8)=(8a)+(8b)	Total	0	0	0
Outros Custos				
(9a)	Tejo Energia	1 500	1 500	0
(9b)	Turbogás	4 442	4 442	0
(9)=(9a)+(9b)	Total	5 942	5 942	0
Diferencial de custo (sobrecusto CAE)				
(10a)=(1a)+(2a)+(3a)-(4a)-(5a)-(6a)-(7a)+(8a)+(9a)	Tejo Energia	1 500	1 500	0
(10b)=(1b)+(2b)+(3b)-(4b)-(5b)-(6b)-(7b)+(8b)+(9b)	Turbogás	95 320	93 020	-2 299
(11)=(10a)+(10b)	Total	96 820	94 520	-2 299

Estima-se que o diferencial de custos com os CAE em 2023 seja inferior ao considerado em dezembro de 2023. O principal contributo para este desvio foi o aumento das receitas (sem serviço de sistema), que foi superior ao aumento dos encargos variáveis e dos custos com a aquisição de licenças de CO₂.

O Quadro 3-12 apresenta as diferenças entre os valores implícitos na estimativa em dezembro de 2023 e os valores atualizados nesta fixação de revisão excecional das tarifas de 2024, para os principais pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE no ano 2023.

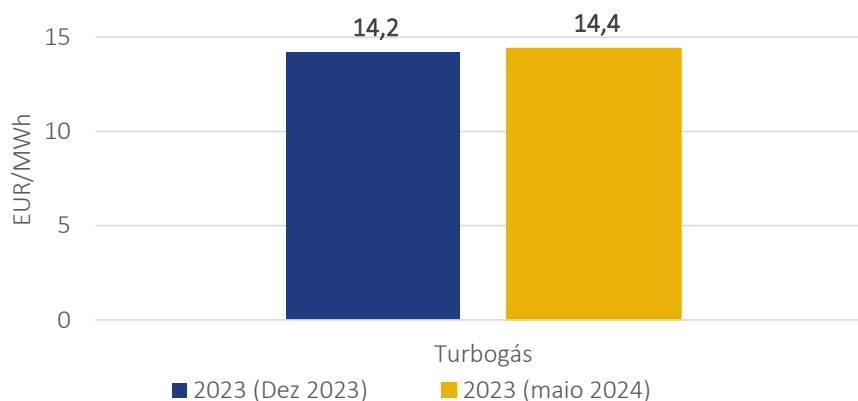
Destaca-se o aumento da receita unitária (com serviços de sistema), apesar do ligeiro decréscimo do preço médio do mercado em Portugal e dos custos variáveis unitários sem CO₂. Por outro lado, os custos com a aquisição das licenças de CO₂ por unidade produzida na central, baixaram relativamente ao estimado em dezembro de 2023.

Quadro 3-12 - Comparação dos pressupostos considerados no cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE em 2023
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

		2023 (Dez 2023)	2023 (Mai 2024)	Diferença 2023 (Mai 2024) - 2023 (Dez 2023)
Turbogás	Preço médio do mercado em Portugal	88,5	87,8	-0,7
	Receita unitária (com serviços sistema)	113,1	113,2	0,1
	Custo variável sem CO ₂	67,9	67,9	0,1
	Custo com licenças CO ₂	31,1	30,9	-0,2
	Produção	3 520	3 624	104

Conjugando todos os efeitos da atualização das variáveis que impactam o diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica aos produtores com CAE, verifica-se que o *mark-up* da Turbogás em 2023 sobe ligeiramente face ao que havia sido estimado em dezembro de 2023, conforme se ilustra na Figura 3-1.

Figura 3-1 - Desvios em 2023 do *mark-up* da Turbogás
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)



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, os seus proveitos permitidos são impactados devido a alterações nas rubricas referentes à convergência tarifária das Regiões Autónomas e na rúbrica dos proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica do Agente Comercial (CVEE AC).

3.3.1 ATIVIDADE DE GESTÃO GLOBAL DO SISTEMA

No Quadro 3-13 são apresentados os proveitos da atividade de Gestão Global do Sistema da presente revisão tarifária excecional, com alteração das seguintes rúbricas, mantendo-se as demais inalteradas:

- custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores, que aumentaram 2,6 milhões de euros (ver ponto 3.7.1);
- custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira, que diminuíram 7,8 milhões de euros (ver ponto 3.7.2);
- proveitos permitidos da atividade de CVEEAC, que aumentaram 6,0 milhões de euros (ver ponto 3.2.1).

Quadro 3-13 - Proveitos permitidos na atividade de Gestão Global do Sistema
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão para publicação em maio de 2024)

Unidade: 10³ EUR

Proveitos permitidos da atividade de Gestão Global do Sistema (GGS)		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
A = 1 + 2 + 7 + 8 + 9 + 10 + 11 - 12	Custos de gestão do sistema (C/ ajustamentos)	41 358	41 358	0
1	Componente fixa OPEX GGS do ORT	19 017	19 017	0
2 = 3 + 4*(5)-6	Custos com capital da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	11 085	11 085	0
3	Amortização RAB da atividade de GGS do ORT (líquido amortizações de subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	8 762	8 762	0
4	Valor médio RAB (líquido de amortizações e subsídios e excl. terrenos DPH e ZPH)	53 369	53 369	0
5	Taxa de remuneração dos ativos base GGS do ORT	5,27%	5,27%	0,00%
6	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	491	491	0
7	Custo com a ERSE	7 809	7 809	0
8	Transferência para a Autoridade da Concorrência	465	465	0
9	Parcela dos proveitos permitidos do OLMCA prevista recuperar pela UGSI	674	674	0
10	Montantes a repercutir nas tarifas, não contemplados no âmbito das metas de eficiência	2 772	2 772	0
11	Proveitos para recuperação dos custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 1309/2010	0	0	0
11	Proveitos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	0	0	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>	0	0	0
12	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	465	465	0
B = 1' + 5' - 6' + 7' + 14' + 15' + 16' + 17' + 18' + 19' + 20' + 21' - 22'	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	623 340	624 246	906
1' = 2' + 3' - 4'	Convergência + Déficit tarifário RAA+RAM (inclui dedução do ajustamento provisório previsto de T-1)	315 575	310 418	-5 157
2'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores (Excluindo déficit tarifário)	145 009	147 609	2 601
3'	Custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira (Excluindo déficit tarifário)	170 152	162 394	-7 757
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	-414	-414	0
5'	Proveitos a recuperar pela atividade de CVEEAC do AC	290 913	296 976	6 063
6'	Medidas de contenção tarifária decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
7' = 8' + 12'	Parcela associada aos terrenos hídricos	11 333	11 333	0
8' = 9'*10' + 11'	Parcela associada aos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	10 831	10 831	0
9'	Taxa de remuneração dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH)	0,00%	0,00%	0,00%
10'	Valor médio dos terrenos afetos ao domínio público hídrico (DPH), líquido de amortizações e participações	161 777	161 777	0
11'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - DPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	10 831	10 831	0
12' = 13'	Parcela associada aos terrenos afetos à zona de proteção hídrica (ZPH)	502	502	0
13'	Amortizações do Ativo Intangível Equipamento Básico - ZPH - Terrenos de aproveitamentos hídricos - Domínio público - Amortização do exercício	502	502	0
14'	Custo com a ERSE	0	0	0
15'	Transferência para a Autoridade da Concorrência	0	0	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)	5 139	5 139	0
19'	Custos com a concessionária da Zona Piloto	334	334	0
20'	Custos com mecanismos de capacidade	0	0	0
21'	Valor líquido referente às transferências intertemporais dos CIEG da GGS do ORT	0	0	0
22'	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-46	-46	0
C = A+B	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	664 698	665 604	906
D = (A - 9) + (B - 5' + 6' - 21'	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (C/ ajustamentos)	373 110	367 953	-5 157
E	Ajustamento do ano t-1 do CAPEX a repercutir no ano t	491	491	0
F	Ajustamento t-2 dos proveitos permitidos para recuperação do adicional de custos com interruptibilidade no âmbito da Portaria n.º 215-A/2013	0	0	0
G	Ajustamento do ano t-2 dos custos de gestão do sistema da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	465	465	0
H	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	-414	-414	0
I	Ajustamento do ano t-2 dos CIEG da atividade de GGS do ORT a repercutir no ano t	-46	-46	0
J = D + E + F + G + H + I	Proveitos permitidos da atividade de GGS do ORT (S/ ajustamentos)	373 606	368 449	-5 157

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 (DEE) e a Compra e Venda de Acesso à Rede de Transporte (CVAT).

Na presente revisão tarifária os proveitos permitidos da atividade de DEE não sofrem alterações. Quanto aos proveitos permitidos da atividade de CVAT, por ser uma atividade de *pass-through*, isto é, que recupera proveitos permitidos de outras atividades, nomeadamente a atividade de Gestão Global do Sistema, estes são impactados devido a alterações nos proveitos permitidos dessa atividade. A partir de 2024, as MCT são deduzidas aos proveitos a recuperar pelo operador da rede de distribuição (ORD), por aplicação da parcela II da tarifa de UGS, pelo que a sua alteração também tem impacto nos proveitos permitidos da CVAT.

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

Nos termos do RT em vigor³⁷, a atividade de CVAT do ORD corresponde à aquisição ao operador da rede de transporte (ORT) dos serviços de uso global do sistema e de uso da rede de transporte, 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, dos quais sofrem alterações na presente fixação excecional de tarifas os seguintes:

- diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a PRG pelo AUR;
- proveitos a recuperar pelo ORT por aplicação da parcela II da tarifa UGS;
- custos decorrentes da sustentabilidade de mercados;
- medidas de contenção tarifária;
- desconto respeitante à tarifa Social.

³⁷ [Regulamento n.º 828/2023](#), publicado no Diário da República, 2.ª Série, n.º 146, de 28 de julho de 2023.

DIFERENCIAL DE CUSTO DA AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA A PRODUTORES COM REMUNERAÇÃO GARANTIDA PELO AUR

O detalhe de cálculo do diferencial de custo com a aquisição de energia elétrica a produtores com remuneração garantida pelo AUR, subjacente a esta fixação excecional de tarifas, é apresentado no ponto 3.5 deste documento.

PROVEITOS A RECUPERAR POR APLICAÇÃO DA PARCELA II DA TARIFA DE UGS DO ORT

As duas rúbricas de custo que se alteram na determinação dos proveitos a recuperar pelo ORT por aplicação da parcela II da tarifa de UGS são o diferencial de custo com os CAE e os custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, cujos detalhe de cálculo são apresentados nos subcapítulos 0 e 3.7, respetivamente.

CUSTOS DECORRENTES DA SUSTENTABILIDADE DE MERCADOS

No âmbito da sustentabilidade do mercado livre e do mercado regulado, a repercussão do valor líquido dos ajustamentos referente aos custos decorrentes da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes do CUR é efetuada, no quadro regulamentar aplicável ao ano de 2023³⁸, através da parcela II da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de distribuição, paga por todos os clientes.

Nesta fixação excecional de tarifas, o ajustamento provisório do ano 2023 da referida função do CUR altera-se em resultado da atualização do custo de aquisição de energia elétrica para fornecimento a clientes, quer devido à atualização do preço grossista de energia elétrica com os dados reais até dezembro de 2023, quer devido à atualização dos preços e quantidades transacionadas nos leilões de aprovisionamento do CUR. O recálculo dos custos decorrentes da sustentabilidade de mercados é apresentado no ponto 3.6.1.

CUSTOS COM TARIFA SOCIAL

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, revogou o Decreto-Lei n.º 138-A/2010, de 28 de dezembro, mantendo, contudo, o regime de apoio aos clientes finais economicamente vulneráveis através da tarifa

³⁸ Regulamento n.º 785/2021, de 23 de agosto, retificado pela declaração de retificação n.º 813/2021, de 16 de novembro de 2021.

Social nos artigos 196.º e seguintes. A tarifa Social continua a ser calculada através de um desconto na tarifa de Acesso às Redes em BTN, determinado por despacho do membro do Governo responsável pela energia, nos termos do artigo 198.º do mesmo diploma. De acordo com o previsto neste regime legal, foi publicado o Despacho n.º 10557/2023, de 16 de outubro, da Secretária de Estado do Ambiente e da Energia, que definiu o desconto a aplicar no ano de 2024³⁹.

Com a presente revisão tarifária, a previsão dos custos totais com a tarifa Social em 2024, em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e Madeira, reduziu-se em cerca de 86 milhares de euros, passando de 136,5 milhões de euros para 136,4 milhões de euros. No Quadro 3-14 apresenta-se a atualização dos valores previsionais dos custos com a tarifa Social para cada região.

Quadro 3-14 - Previsão dos custos anualizados com os descontos da tarifa Social em Portugal Continental e nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

Unidade: 10³ EUR

	T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
Desconto previsto por aplicação da tarifa social	136 503	136 418	-86
Portugal Continental	129 850	129 768	-81
Região Autónoma dos Açores	3 243	3 240	-2
Região Autónoma da Madeira	3 411	3 409	-2

Os montantes dos custos com a tarifa social a financiar durante o ano de 2024 alteram-se devido à nova previsão dos custos com a tarifa Social referentes ao próprio ano de 2024, decorrentes da presente fixação excecional das tarifas. Para efeitos do financiamento e atendendo aos períodos em que as tarifas são aplicadas, o valor a considerar entre janeiro e maio de 2024 deverá ser 5/12 do previsto na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023, enquanto entre junho e dezembro de 2024 o valor a considerar deverá ser 7/12 do previsto na presente decisão tarifária. Quanto aos ajustamentos de 2022 e 2023 do financiamento

³⁹ De acordo com este despacho, o desconto referente à tarifa Social a aplicar nas tarifas de eletricidade de 2024 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.

dos custos com a tarifa social, anteriormente determinados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023, não sofrem alterações, encontrando-se os mesmos incorporados nos montantes a financiar de janeiro a dezembro de 2024 abaixo apresentados no Quadro 3-15.

Quadro 3-15 - Montantes globais dos custos com a tarifa social para 2024 e ajustamentos de 2022 e 2023 a financiar em 2024

Unidade: 10³ EUR

		Continente	RA Açores	RA Madeira	Total
(1a)	Custos previsionais tarifa social de Jan-Mai 2024 (Dez 2023)	54 104	1 351	1 421	56 876
(1b)	Custos previsionais tarifa social de Jun-Dez 2024 (Mai 2024)	75 698	1 890	1 989	79 577
(1) = (1a) + (1b)	Custos previsionais tarifa social de 2024	129 802	3 241	3 410	136 453
(2)	Ajustamento custos tarifa social de 2022	-10 150	-93	-135	-10 378
(3)	Ajustamento custos tarifa social de 2023	3 169	-379	-194	2 595
(1) + (2) + (3)	TOTAL custos com tarifa social a financiar em 2024	122 821	2 769	3 081	128 670

De acordo com o artigo 199.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação do Decreto-Lei n.º 104/2023, de 17 de novembro, com a Declaração de Retificação n.º 33/2023, de 22 de dezembro, os custos com a tarifa social de eletricidade são financiados pelos centros electroprodutores e pelos comercializadores e agentes de mercado na função de consumo de energia elétrica.

Na presente fixação excepcional de tarifas, a ERSE opta por atualizar as transferências, entre o operador da rede de transporte e os operadores de redes de distribuição do Continente e Regiões Autónomas, referentes ao financiamento dos custos com a tarifa social no período de junho a dezembro de 2024. Contudo, tendo presente que foi concluída recentemente a Consulta Pública n.º 119⁴⁰, não são atualizadas as transferências, referentes ao mesmo período, entre os agentes financiadores e o gestor global do sistema. O valor por excesso de cerca de 49,9 milhares de euros (7/12 da diferença de 86 milhares de euros) é retido pelo gestor global do sistema, que o devolverá aos agentes financiadores em sede de ajustamentos, acrescido de juros.

⁴⁰ [Consulta Pública n.º 119](#), da qual resultou a publicação de Diretiva para a repartição do financiamento dos custos com a tarifa Social para o período de 18 de novembro a 31 de dezembro de 2023 e para o ano de 2024, assim como a Diretiva de procedimentos de operacionalização do financiamento dos custos com a tarifa Social.

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 115.º a 119.º do RT em vigor. 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 2023.

Quadro 3-16 - Proveitos permitidos de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
A = A' + A''	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS	510 137	1 481 058	970 920
A' = 1+2+3	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS I	41 919	41 919	0
1	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela I da UGS do ORT	41 358	41 358	0
2	Diferencial de custo (sobrecusto) com a aquisição da produção renovável em mercado e excedentes de autoconsumo (PREAC)	520	520	0
3	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS I faturados em t-2	-42	-42	0
A'' = 4+5+6-7+8-9-10-11-12	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da UGS II	468 218	1 439 138	970 920
4	Proveitos a recuperar por aplicação da parcela II da UGS do ORT	623 340	624 246	906
5	Diferencial de custo (sobrecusto) da aquisição da produção com remuneração garantida (PRG)	916 293	1 795 930	879 637
6 = a'+b'+c'+d'+e'	CMEC	85 888	85 888	0
a'	Parcela Fixa dos CMEC	67 376	67 376	0
	Renda anual - valor inicial	67 532	67 532	0
	Ajustamentos	-155	-155	0
	Acerto da parcela fixa decorrente da alteração tx juro	0	0	0
b'	Parcela de Acerto dos CMEC	19 084	19 084	0
	Devolução de valores do passado	0	0	0
	Reversão serviços sistema	0	0	0
	Regularização ajustamento parcela acerto	0	0	0
	Renda anual - ajustamento final	18 948	18 948	0
	Ajustamentos	135	135	0
c'	Compensação devida pelos produtores ao operador da rede de transporte	0	0	0
d'	Componente de alisamento dos CMEC	-573	-573	0
	Desvios de faturação t-1 - parcela fixa	-413	-413	0
	Desvios de faturação t-1 - parcela acerto	-159	-159	0
e'	Valor líquido referentes às transferências intertemporais dos CMEC	0	0	0
7	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	-3 714	-3 714	0
8 = a' + b' + c'	Valor a repercutir nas tarifas resultante de medidas no âmbito da estabilidade tarifária	-65 155	-67 706	-2 551
a'	Custos no âmbito da sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-2 551
b'	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	36 163	36 163	0
c'	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	103 190	103 190	0
9	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	-300	-300	0
	em NT	-6	-6	0
	em BTE	-25	-25	0
	em BT	-269	-269	0
10	Sobrepriveito associado ao agravamento tarifário nos termos do n.º2 do artigo 6º do Decreto-Lei n.º104/2010, de 29 de Setembro	0	0	0
11 = a'+ b' + c' + d' + e' + f'	Medidas contenção tarifária	1 095 562	1 002 634	-92 928
a'	Receita dos leilões de licenças de emissão de CO2 que reverte para o SEN	463 190	370 262	-92 928
b'	Transferências do Fundo Ambiental - CESE	63 495	63 495	0
c'	Transferências do Fundo Ambiental - ISP	5 099	5 099	0
d'	Transferências do Fundo Ambiental - Windfloat	0	0	0
e'	Mecanismo regulatório decorrente da aplicação do Decreto-Lei n.º 74/2013	-2 222	-2 222	0
f'	Outras medidas mitigadoras SEE	566 000	566 000	0
12	Ajustamento em t dos proveitos da tarifa de UGS II faturados em t-2	0	0	0
B = B' - B''	Proveitos a recuperar pela E-Redes por aplicação da URT	351 208	351 208	0
B'	Proveitos permitidos à REN no âmbito da atividade Transporte de Energia Elétrica	357 159	357 159	0
B''	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	5 951	5 951	0
C = A+B	Proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte	861 345	1 832 266	970 920
	Desconto previsto com a aplicação da tarifa social	-129 850	-129 768	81

3.5 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO AGREGADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, criou o quadro legal para o Agregador de Último Recurso (AUR), o qual tem como obrigação a aquisição de energia elétrica a três grupos de produtores:

-
- a) produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis, com exceção dos aproveitamentos hidroelétricos com potência de ligação superior a 10 MVA, que é remunerada a um preço livremente determinado em mercados organizados;
 - b) produtores de eletricidade que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou outros regimes bonificados de apoio à remuneração (corresponde à anterior produção em regime especial com remuneração garantida);
 - c) autoconsumidores que injetem a energia excedentária na RESP.

A energia elétrica adquirida pelo AUR é vendida em mercados organizados, através de contratos bilaterais ou através de mecanismos regulados.

No quadro regulamentar definido pela ERSE, o AUR exerce a atividade de compra e venda de energia elétrica da PRG, correspondente ao grupo de produtores da alínea b), e a atividade de compra e venda de energia elétrica da Produção Renovável e Excedentes de Autoconsumo (PREAC), correspondente aos grupos de produtores das alíneas a) e c). Até à atribuição das novas licenças de comercialização de último recurso e de agregação de último recurso, a SU Eletricidade desempenha as atividades de AUR, de acordo com o estabelecido legal e regulamentarmente.

A presente fixação excepcional de tarifas afeta os proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica da PRG. No caso da atividade da compra e venda da PREAC, os proveitos a recuperar pelas tarifas respeitantes não são impactados por esta revisão tarifária, tendo presente que correspondem à diferença entre os custos de funcionamento previstos para a atividade e o montante previsto recuperar pela aplicação do preço da componente fixa dos encargos⁴¹, ambos sem alteração.

3.5.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA DA PRG

PROVEITOS PERMITIDOS

Os proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica da PRG no ano 2024 incluem:

⁴¹ Os encargos têm uma componente variável, que cobre os desvios à programação e outros encargos da representação do produtor em mercado, e uma componente fixa, definida pela ERSE, que recupera parcialmente os custos de funcionamento da atividade de compra e venda de energia elétrica da PREAC, sendo o remanescente recuperado por via tarifária, através da parcela I da tarifa de UGS. Para 2024, componente variável tem um preço de 0,0267€/kW/mês, a aplicar à potência instalada de cada produtor, cuja fundamentação se encontra no capítulo 4 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024».

-
- a) o diferencial de custo de 2024, resultante das quantidades e preços de aquisição aos produtores com remuneração garantida, descritas no ponto 2.2, e das receitas obtidas com a venda desta produção;
 - b) outros custos ou receitas, onde se incluem as receitas com garantias de origem;
 - c) os custos de funcionamento da atividade;
 - d) os ajustamentos dos proveitos permitidos de anos anteriores.

Decorrente dos pressupostos adotados nesta revisão tarifária excecional, são alteradas as rúbricas do diferencial de custo do próprio ano 2024 e do ajustamento provisório referente a 2023, designadamente devido à atualização do preço médio no mercado grossista e das previsões de quantidades deste tipo de produtores em 2023 e 2024, conforme descrito no capítulo 2. As demais rúbricas não se alteram face ao considerado nas tarifas de 2024 em vigor, porque mesmo quando já existe informação mais recente, a mesma aponta para uma extrema volatilidade das variáveis em causa que impede que, com segurança, possa ser extrapolada para o conjunto do ano, como é o caso das receitas com os leilões de Garantias de Origem.

Uma vez que os proveitos permitidos desta atividade correspondem a um CIEG, os proveitos a recuperar nas tarifas de cada ano incluem o proveito permitido do ano e o efeito líquido das transferências intertemporais de proveitos⁴². A transferência de proveitos decidida no exercício tarifário de 2024, no montante de 1 717 milhões de euros, não sofre alterações nesta fixação excecional de tarifas.

O Quadro 3-17 apresenta o detalhe dos proveitos permitidos da atividade de compra e venda de energia elétrica da PRG do ano 2024, bem como os proveitos desta atividade recuperados por aplicação da parcela II da tarifa de UGS.

⁴² Este efeito inclui a parcela referente ao diferimento de proveitos efetuada no próprio ano e as parcelas relativas às anuidades para amortização de diferimentos efetuados em exercícios tarifários anteriores.

Quadro 3-17 – Proveitos permitidos e a recuperar da atividade de CVEE PRG do AUR
(valores publicados em dezembro de 2024 e revisão para publicação em maio de 2024)

		Unidade 10 ³ EUR		
		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
1	Custo total de aquisição de energia elétrica aos PRG	2 154 844	2 019 673	-135 171
2 = a x b	Receita total das vendas da energia elétrica adquirida aos PRG	1 761 825	767 556	-994 269
a	Quantidades de PRG vendidas (GWh)	21 113	19 712	-1 401
b	Preço médio de venda da PRG (EUR/MWh) ⁽¹⁾	83	39	-45
3	Outros custos ou receitas afetos à atividade CVEE PRG do AUR	-125 358	-125 358	0
4	Custos de funcionamento da atividade CVEE PRG do AUR	12 400	12 400	0
5	Ajustamento t-1	-1 481 106	-1 501 645	-20 539
6	Ajustamento t-2	-407 444	-407 444	0
7	Ajustamento extraordinário	8 255	8 255	0
A = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) - (7)	Proveitos permitidos da atividade CVEE PRG do AUR	2 160 357	3 039 994	879 637
B	Valor líquido das transferências intertemporais de proveitos (diferimento do ano t e anuidades de anos anteriores)	-1 244 063	-1 244 063	0
C = (A) + (B)	Proveitos da atividade CVEE PRG do AUR a recuperar pela parcela II da UGS	916 293	1 795 930	879 637

Nota: (1) Inclui efeito da venda da PRG em mercado, dos resultados dos leilões de venda da PREG e dos custos com desvios.

AJUSTAMENTO PROVISÓRIO DE 2023

O ajustamento provisório de 2023 dos proveitos permitidos da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE (CVEE PRE), tendo presente o quadro regulamentar vigente nesse ano, resulta das diferenças entre as seguintes rúbricas, tendo em conta os valores considerados nas tarifas de 2023 e os correspondentes valores revistos e atualizados no exercício tarifário de 2024:

- custo de aquisição a estes produtores;
- receitas de venda das quantidades adquiridas;
- custos de funcionamento afetos à função CVEE PRE;
- medidas de atenuação de impactes de custos com a PRE.

Na presente revisão excecional, a atualização dos preços de energia elétrica, dos preços de CO₂ e das quantidades adquiridas aos PRE com remuneração garantida de 2023, originam a alteração da estimativa

de todas as rubricas acima referidas, exceto os custos de funcionamento, face aos valores estimados para esse ano subjacentes às tarifas de 2024 em vigor.

O ajustamento provisório de 2023 da função Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE, a repercutir em 2024, foi recalculado nesta fixação excecional de tarifas conforme explicitado no Quadro 3-18. Numa base anual, o montante a devolver em 2024 pelo sistema tarifário à SU Eletricidade aumenta em 20,5 milhões de euros, incluindo os juros, comparativamente com o publicado a 15 de dezembro de 2024.

Quadro 3-18 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica da PRE (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

		Unidade 10 ³ EUR		
		2023 (Dez 2023)	2023 (Mai 2024)	Diferença 2023 (Mai 2024) - 2023 (Dez 2023)
A	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-1 (Tarifas 2023 - Dez2022)	-3 466 743	-3 466 743	0
A'	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-1 (Tarifas 2023 - Jun2023)	-1 673 610	-1 673 610	0
$A'' = [(A) + (A')] / 2$	Diferencial da PRE ¹ a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-2 570 177	-2 570 177	0
$B = (1) - (2) + (3) + (4) - (5) - (6) + (7) - (8)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	-1 332 422	-1 309 622	22 800
1	Compras	1 671 030	1 649 908	-21 121
2	Vendas	1 278 946	1 237 613	-41 333
3	Outros custos	0	0	0
4	Custos de funcionamento	6 204	6 204	0
5	Ajustamento t-1	918 165	918 165	0
6	Ajustamento t-2	168 127	168 127	0
7	Alisamento quinquenal - artº 73º A	545 336	545 336	0
8	Medidas de atenuação de impactes dos custos com a PRE, decorrentes da legislação em vigor	1 189 754	1 187 165	-2 588
C = (A'') - (B)	Desvio do diferencial PRE¹ em t-1	-1 237 754	-1 260 555	-22 800
D	Mecanismo regulatório para assegurar o equilíbrio da concorrência decorrente do DL 74/2013	19 895	19 895	0
E = (C) + (D)	Desvio do diferencial PRE¹, com mecanismo regulatório DL 74/2013, em t-1	-1 217 859	-1 240 660	-22 800
F = (E) x (1 + i_{t-1}^E)	Ajustamento provisório do diferencial PRE¹ de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t	-1 271 175	-1 294 973	-23 799
G	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Dez2021)	-94 535	-94 535	0
G'	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1 (Tarifas 2022 - Jun2022)	74 908	74 908	0
$G'' = [(G) + (G')] / 2$	Diferencial da PRE ² a recuperar em t-1, considerado no ajustamento provisório	-9 814	-9 814	0
$H = (9) - (10) + (11) + (12) - (13) - (14) + (15) - (16)$	Diferencial de custos com a aquisição de energia elétrica determinado com base em valores estimados	191 313	188 190	-3 123
9	Compras	176 548	129 136	-47 412
10	Vendas	134 728	90 439	-44 289
11	Outros custos	0	0	0
12	Custos de funcionamento	6 204	6 204	0
13	Ajustamento t-1	-18 435	-18 435	0
14	Ajustamento t-2	38 933	38 933	0
15	Alisamento quinquenal - artº 73º A	163 787	163 787	0
16	Medidas de sustentabilidade do SEN com impacte na PRE, decorrentes da legislação em vigor	0	0	0
I = [(G)+(G')] /2 - (H)	Desvio do diferencial PRE² em t-1	-201 127	-198 004	3 123
J = (I) x (1 + i_{t-1}^E)	Ajustamento provisório do diferencial PRE² de t-1 a recuperar nos proveitos permitidos de t	-209 931	-206 672	3 260
K = (F) + (J)	Ajustamento provisório do sobrecusto PRE de t-1 a repercutir nos proveitos permitidos de t	-1 481 106	-1 501 645	-20 539
i_{t-1}^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%	4,378%	0,000%

3.6 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELO COMERCIALIZADOR DE ÚLTIMO RECURSO

O comercializador de último recurso (CUR) exerce as atividades de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes, de Compra e Venda do Acesso à Rede de Transporte e Distribuição e de Comercialização.

Os proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento a Clientes 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 2023, não sendo por isso apresentados neste documento.

3.6.1 ATIVIDADE DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA PARA FORNECIMENTO A CLIENTES

Através da atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, o CUR assegura a aquisição da energia elétrica necessária para satisfazer os fornecimentos aos seus clientes. A revisão do preço da energia elétrica nos mercados grossistas e das parcelas de acerto do preço base definidas na presente revisão tarifária (ver ponto 2.1.1) origina a alteração dos proveitos desta atividade regulada.

PROVEITOS PERMITIDOS

O CUR adquire a energia elétrica nos mercados grossistas de eletricidade, quer no mercado diário e intradiário, quer através do mecanismo regulado de contratação em mercado a prazo (leilões de aprovisionamento do CUR), de modo a satisfazer os fornecimentos aos seus clientes, de acordo com as previsões, para cada hora de cada dia, da energia correspondente à sua expectativa para os consumos desses clientes. À semelhança dos restantes comercializadores, a carteira de compras do CUR é comparada com a carteira de consumos e são determinados desvios, a liquidar junto da Gestão Global de Sistema.

Para esta revisão excepcional das tarifas, o custo médio de aquisição energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR previsto para 2024 é de 76,46 EUR/MWh, conforme apresentado no ponto 2.1.2, tendo por base os pressupostos para a atualização das quantidades e preços do aprovisionamento através de leilões e a atualização do preço de eletricidade no mercado diário explicitados no ponto 2.1. Este valor

compara com o custo médio de aquisição energia elétrica do CUR subjacente às tarifas em vigor de 102,35 EUR/MWh.

No Quadro 3-19 são apresentados os proveitos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes, que observam uma redução de 90,8 milhões de euros, devido à redução dos custos permitidos com aquisição de energia elétrica em 2024, que desceu 88,2 milhões de euros, e do ajustamento provisório referente a 2023, que desceu 2,6 milhões de euros, conforme se descreve abaixo.

Quadro 3-19 - Custos com a função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

		Unidade 10 ³ EUR		
		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	348 845	260 611	-88 234
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	102,35	76,46	-25,89
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes CUR (GWh)	3 408	3 408	0
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes, previstos para o ano t	3 073	3 073	0
C	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-1	154 239	156 790	2 551
D	Ajustamento dos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento dos clientes em t-2	49 689	49 689	0
E	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo referente a t-2 a incorporar nos proveitos do ano t	581	581	0
F = (A) + (B) - (C) - (D) - (E)	Total dos proveitos a recuperar pela função de compra e venda de energia elétrica para fornecimento dos clientes	147 410	56 625	-90 785
G = - [(C) + (D) + (E)]	Ajustamentos positivos ou negativos definidos para efeitos da sustentabilidade de mercados	-204 508	-207 059	-2 551
H = (F) - (G)	Total dos proveitos a recuperar pelo comercializador de último recurso por aplicação da TE	351 919	263 684	-88 234

AJUSTAMENTOS PROVISÓRIOS DE 2023

O custo médio de aquisição de energia elétrica para fornecimento dos clientes do CUR estimado para 2023 foi atualizado, tendo em conta os preços reais do mercado diário ocorridos até 31 de dezembro de 2023, não havendo novos leilões de aprovisionamento do CUR com produtos para entrega em ano de 2023. Assim, o custo médio de aquisição de energia elétrica do CUR em 2023 desceu de 131,26 EUR/MWh para 130,58 EUR/MWh.

O ajustamento provisório de 2023 da função Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes, a repercutir em 2024, foi recalculado nesta revisão excecional conforme explicitado no Quadro 3-20, verificando-se uma descida nos custos com aquisição de energia elétrica em 2023, que provoca um aumento do ajustamento provisório de 2023, a devolver pela SU Eletricidade ao sistema tarifário, de 154,2 para 156,8 milhões de euros, incluindo os juros.

Quadro 3-20 - Cálculo do ajustamento provisório na função de Compra e Venda de Energia Elétrica para Fornecimento dos Clientes

(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

		Unidade 10 ³ EUR		
		2023 Estim (Dez 2023)	2023 Estim (Mai 2024)	Diferença 2023 Estim (Mai 2024) - 2023 Estim (Dez 2023)
A = (1) x (2)	Custos permitidos com aquisição de energia elétrica, para fornecimento dos clientes	473 065	470 621	-2 444
1	Custo médio de aquisição de energia elétrica (inclui custos com desvios e serviços de sistema) (EUR/MWh)	131,26	130,58	-0,68
2	Quantidade de energia adquirida para fornecimento aos clientes do CUR (GWh)	3 604	3 604	0
B	Custos de funcionamento afectos à função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes e aceites pela ERSE	3 058	3 058	0
C = (A) + (B)	Total dos proveitos a recuperar pelo CUR por aplicação da Tarifa de Energia em t-1	476 123	473 679	-2 444
D	Proveitos previstos faturar por aplicação da Tarifa de Energia a clientes finais em t-1	623 893	623 893	0
E = (D) - (C)	Desvio provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1	147 770	150 214	2 444
F = (E) x (1+ i_{t-1}^E)	Ajustamento provisório nos proveitos permitidos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes em t-1, a repercutir em t	154 239	156 790	2 551
i _{t-1} ^E	Taxa de juro para os ajustamentos do ano t-1 em % acrescida de spread	4,378%	4,378%	0,000%

Em consonância, a atualização deste ajustamento provisório da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes do CUR leva a uma atualização do total de ajustamentos repercutidos nos proveitos desta função em 2024, que são recuperados na tarifa de Uso Global do Sistema do operador da rede de distribuição, através dos custos com a sustentabilidade de mercados (vide Quadro 3-16). O Quadro 3-21 apresenta o valor global dos ajustamentos da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento de clientes do CUR resultantes desta fixação de revisão excecional das tarifas e a sua comparação com os valores subjacentes às tarifas em vigor.

Quadro 3-21 - Ajustamentos do comercializador de último recurso no âmbito da função de Compra e Venda de Energia Elétrica para fornecimento a clientes
(valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

Unidade 10³ EUR

		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
A	Ajustamento provisório dos proveitos permitidos da função CVEE FC do CUR, referente a t-1	154 239	156 790	2 551
B	Ajustamento definitivo dos proveitos permitidos da função CVEE FC do CUR, referente a t-2	49 689	49 689	0
C	Ajustamento resultante da convergência para um sistema tarifário aditivo, referente a t-2	581	581	0
D = (A) + (B) + (C)	Total de ajustamentos do CUR a incorporar nos proveitos do ano 2024	204 508	207 059	2 551

3.6.2 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 e de distribuição para os clientes do comercializador de último recurso.

No Quadro 3-22 são apresentados os proveitos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, com alteração da rubrica de proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, para fornecimento dos clientes, com um aumento de 86,4 milhões de euros.

Quadro 3-22 - Proveitos permitidos da atividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição (valores publicados em dezembro de 2023 e revistos para publicação em maio de 2024)

Unidade: 10³ EUR

	T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
Proveitos a recuperar por aplicação da tarifa de Uso Global do Sistema, no ano <i>t</i>	40 772	127 212	86 440
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Transporte, no ano <i>t</i>	21 743	21 743	0
Proveitos a recuperar por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição, no ano <i>t</i>	111 954	111 954	0
Proveitos permitidos da actividade de Compra e Venda do Acesso às Redes de Transporte e Distribuição, previstos para o ano <i>t</i>	174 469	260 909	86 440

3.7 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELAS EMPRESAS RESPONSÁVEIS PELAS REDES ELÉTRICAS NAS REGIÕES AUTÓNOMAS

A revisão dos preços das *commodities*, particularmente do *Brent*, gás natural e licenças de CO₂, implica uma alteração do nível de proveitos da atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (AGS) de ambas as Regiões Autónomas.

Adicionalmente, a alteração das tarifas de Venda a Cliente Finais (TVCF) nas Regiões Autónomas resultante desta revisão tarifária excecional impacta o nível da convergência tarifária. Os montantes de convergência resultam da diferença entre os proveitos permitidos das atividades reguladas das regiões autónomas e os proveitos recuperados por aplicação das TVCF nessas regiões.

Esta revisão tarifária excecional altera, também, os custos com a tarifa Social nas regiões autónomas, de acordo com o Quadro 3-14 presente no ponto 3.4.1.

3.7.1 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICAS NA REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES (RAA)

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

Os custos com a aquisição de combustíveis na RAA foram atualizados considerando os novos preços referidos anteriormente neste documento.

O Quadro 3-23 apresenta o cálculo dos custos a aceitar com a aquisição de fuelóleo em 2024 previstos em dezembro de 2023 e os previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-23 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo das tarifas de 2024
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t (Dez 2023)	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) EUR/t (Dez 2023)	Custo Unitário (preço CIF + transporte + margem comercialização) EUR/t (Mai 2024)	Custo Unitário do fuel (c/ adição de gasóleo) EUR/t (Mai 2024)	Consumo previsto para o ano t (Dez 2023)	Custos eficientes de descarga e armazenamento (1º porto) EUR	Custos eficientes de descarga e armazenamento (2º porto) EUR	Custos eficientes previstos para o ano t (s/ custos transporte terrestre) EUR (Dez 2023)	Custos eficientes previstos para o ano t (s/ custos transporte terrestre) EUR (Mai 2024)	Diferença Custos previstos eficientes 2024 EUR (mai 2024) - (dez 2023)
	(1)		(1')		(2)	(3)	(4)	(5)=(1)*(2)+(3)+(4)	(5')=(1')*(2)+(3)+(4)	(6)=(5')-(5)
São Miguel	515,76		561,48		53 789	1 576 965	0	29 319 101	31 778 323	2 459 222
Terceira	515,76		561,48		27 939	1 023 115	0	15 432 959	16 710 330	1 277 371
Pico		628,32		667,90	9 558	315 391	246 003	6 566 869	6 945 251	378 383
Faial		628,32		667,90	9 397	291 035	379 732	6 575 082	6 947 091	372 009
Total					100 684	3 206 507	625 735	57 894 011	62 380 995	4 486 984

O Quadro 3-24 apresenta o cálculo dos custos a aceitar com a aquisição de gasóleo em 2024 previstos em dezembro de 2023 e os previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-24 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo das tarifas de 2024
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) EUR/kg/l (Dez 2023)	Custo Unitário (matéria prima + transporte + margem comercialização) EUR/kg/l (Mai 2024)	Consumo previsto para o ano t (kg/l)	Custos eficientes previstos para o ano t (Dez 2023)	Custos eficientes previstos para o ano t (Mai 2024)	Diferença Custos previstos eficientes 2024 EUR (Mai 2024) - (Dez 2023)
	(1)	(1')	(2)	(3)=(1)*(2)	(3')=(1')*(2)	(4)=(3')-(3)
Santa Maria	1,281	1,290	5 330 432,372	6 828 266	6 873 639	45 373
São Miguel	1,237	1,245	377 395,932	466 687	469 899	3 212
Terceira	1,237	1,245	404 144,842	499 764	503 204	3 440
Graciosa	1,281	1,290	1 526 511,341	1 955 456	1 968 450	12 994
São Jorge	1,281	1,290	7 225 618,062	9 255 992	9 317 497	61 505
Pico	1,237	1,245	245 058,551	303 039	305 125	2 086
Faial	1,237	1,245	201 771,962	249 511	251 228	1 718
Flores	1,281	1,290	1 819 435,768	2 330 691	2 346 178	15 487
Corvo	1,281	1,290	345 737,846	442 889	445 832	2 943
Total	1,278	1,286	17 476 107	22 332 293	22 481 052	148 759

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO₂

Nesta revisão excecional de tarifas de 2024, a ERSE apenas reviu o valor das licenças de CO₂ para 64,16 EUR/ton, mantendo-se o montante de 321 735 licenças a adquirir pela EDA, em conjunto com a AIE⁴³. Assim, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 20,6 milhões de euros, que compara com 25,8 milhões de euros definidos nas tarifas para 2024, em dezembro de 2023.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O valor dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAA na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema⁴⁴ é apresentado no Quadro 3-25, comparando os valores desta revisão excecional de tarifas, com os publicados em dezembro de 2023.

⁴³ Atlantic Island Electricity

⁴⁴ De acordo com a expressão constante no n.º 1 do artigo 134º do RT em vigor.

Quadro 3-25 - Proveitos permitidos da atividade Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EDA
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
1	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados da RAA	37 418	37 418	0
2	Custo com capital afeto à atividade de aquisição de energia elétrica e gestão do sistema (a' + b' x c' + d')	21 745	21 745	0
a'	Amortizações do ativo fixo, líquidas das amortizações dos ativos participados	15 363	15 363	0
b'	Valor médio do ativo fixo líquido de amortizações e participações	164 721	164 721	0
c'	taxa de remuneração permitida para o valor do ativo fixo (%)	5,27%	5,27%	0,00%
d'	Acerto provisório no ano t do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-2 303	-2 303	0
3	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE (e' + f' + h' + i' + j' + k' + l')	54 202	49 021	-5 181
e'	Custos anuais de exploração aceites pela ERSE	14 288	14 288	0
f'	Taxa de inflação (IPIB t-1 (Variação anual terminada no 2.º trimestre do ano t-1)) (%)	6,80%	6,80%	0,00%
g'	Factor de eficiência sobre a base de custos (%)	1,50%	1,50%	0,00%
h'	Custos com a operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de AGS aceites pela ERSE	11 764	11 764	0
i'	Custos com o transporte do fuelóleo dentro das ilhas aceites pela ERSE	627	627	0
j'	Custos com lubrificantes aceites pela ERSE	1 644	1 644	0
k'	Custos com outros fluidos aceites pela ERSE	55	55	0
l'	Custos com o CO2 aceites pela ERSE	25 825	20 643	-5 181
4	Custos com o fuel aceites pela ERSE	57 894	62 381	4 487
5	Custos com o gasóleo aceites pela ERSE	22 332	22 481	149
6	Custos não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	0	0	0
7	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativos ao ano t-2	-32 686	-32 686	0
8	Ajustamento extraordinário de anos anteriores	0	0	0
A = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 + 6 - 7 - 8	Proveitos Permitidos no âmbito da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	226 276	225 731	-545
9	Desconto previsto por aplicação da tarifa social	-3 243	-3 240	2
10	Emissão para a rede (MWh)	834 786	834 786	0
B = ((A - 5 + 7 + 8) / 10) * 1000	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamentos de t-1 e de t-2) (€/MWh)	234,66	234,01	-0,65

Da análise do quadro verifica-se um decréscimo dos proveitos permitidos comparativamente ao previsto em dezembro de 2023. Esta diminuição deve-se à redução dos custos com as licenças de CO₂ a adquirir pela EDA na produção de energia elétrica, que é mais pronunciada do que o aumento dos preços do fuel.

CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA RAA

No Quadro 3-26 verifica-se que a diminuição dos proveitos permitidos não supera a diminuição dos proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas do Continente na atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) na RAA. Deste modo, o custo com a convergência tarifária na RAA é superior ao definido em dezembro de 2023 em cerca de 2,6 milhões de euros.

Quadro 3-26 - Custo com a convergência tarifária na RAA
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
A=1-2	Sobrecusto da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema na RAA	118 167	120 768	2 601
1	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Aquisição de Energia Eléctrica e Gestão do Sistema	226 276	225 731	-545
2	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas Uso Global do Sistema e Uso da Rede de Transporte às entregas da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	108 109	104 963	-3 146
B=3-4	Sobrecusto da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica na RAA	23 276	23 276	0
3	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Distribuição de Energia Eléctrica, corrigido do desvio de quantidades	46 557	46 557	0
4	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Uso da Rede de Distribuição às entregas a clientes da da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	23 281	23 281	0
C=5-6	Sobrecusto da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica na RAA	3 565	3 565	0
5	Proveitos permitidos no âmbito da actividade de Comercialização de Energia Eléctrica	7 487	7 487	0
6	Proveitos previstos obter por aplicação da tarifa de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da empresa responsável pela rede eléctrica na RAA	3 922	3 922	0
D=A+B+C	Custo da Convergência Tarifária	145 009	147 609	2 601

3.7.2 ATIVIDADES DESENVOLVIDAS PELA EMPRESA RESPONSÁVEL PELA REDE ELÉTRICA NA REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA (RAM)

CUSTOS COM COMBUSTÍVEIS

À semelhança da RAA, os custos com a aquisição combustíveis na RAM foram atualizados considerando os novos preços referidos anteriormente neste documento. No entanto, as quantidades consumidas permanecem inalteradas em relação às tarifas de 2024 publicadas em dezembro de 2023.

O Quadro 3-27 apresenta a comparação entre os valores a aceitar para a EEM com a aquisição de fuelóleo em 2024 previstos em dezembro e previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-27 - Determinação do preço de fuelóleo implícito no cálculo para tarifas de 2024
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

	Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t (Dez 2023)	Custo Unitário (preço FOB + transporte + margem comercialização) EUR/t (Mai 2024)	Consumo 2024 (t)	Custo fixo por entrega (EUR)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2024 EUR (Dez 2023)	Custos previstos eficientes 2024 EUR (Mai 2024)	Diferença Custos previstos eficientes 2024 EUR (Mai 2024) - (Dez 2023)
Madeira	577,330	626,811	55 291		108 623	32 030 022	34 765 893	2 735 871
Porto Santo	555,760	605,241	7 341			4 080 016	4 443 271	363 255
			62 633	0	108 623	36 110 038	39 209 164	3 099 127

O Quadro 3-28 apresenta a comparação entre os valores a aceitar para a EEM com a aquisição de gasóleo em 2024 previstos em dezembro e previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-28 - Determinação do preço de gasóleo implícito no cálculo para tarifas de 2024
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização- desconto) EUR/l (Dez 2023)	Custo Unitário (preço Europa + biodiesel + transporte + margem comercialização- desconto) EUR/l (Mai 2024)	Consumo 2024 (l)	Custos eficientes de descarga e armazenamento EUR	Custos previstos eficientes 2024 EUR (Dez 2023)	Custos previstos eficientes 2024 EUR (Mai 2024)	Diferença Custos previstos eficientes 2024 EUR (Mai 2024) - (Dez 2023)
Madeira	1,221	1,229	1 284 555	0	1 568 211	1 579 146	10 934
Porto Santo	1,221	1,229	1 084 056	0	1 323 437	1 332 665	9 228
			2 368 611	0	2 891 649	2 911 810	20 162

O Quadro 3-29 compara os valores aceites para a EEM com a aquisição de gás natural em 2024, previstos em dezembro e os previstos nesta revisão excecional.

Quadro 3-29 - Determinação do preço de gás natural implícito no cálculo para tarifas de 2024
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

	Custo unitário EUR/MWh térmico (1) (Dez 2023)	Custo unitário EUR/MWh térmico (1') (Mai 2024)	Consumo 2024 (t/kl / MWh térmico) (2)	Custos eficientes de descarga e armazenamento em Dez 2023 (EUR) (3)	Custos eficientes 2024 EUR (Dez 2023) (1) *(2)+(3)	Custos eficientes 2024 EUR (Mai 2024) (1) * (2)+(3)	Diferença Custos previstos eficientes EUR (Mai 2024) - (Dez 2023)
Madeira	61,66	42,81	386 057	559 144	24 363 877	17 086 046	-7 277 831

Os custos com gás natural e com gasóleo são somados na rubrica de Outros Custos com Combustíveis e Lubrificantes, onde se incluem, entre outros, os custos com óleo. Estes últimos custos não se alteram relativamente ao aceite nas tarifas para 2024 em vigor.

OUTROS CUSTOS NÃO CONTEMPLADOS NO ÂMBITO DA APLICAÇÃO DE METAS DE EFICIÊNCIA - LICENÇAS DE CO₂

Como referido no capítulo anterior, a ERSE apenas reviu o preço das licenças de CO₂ para 64,16 EUR/ton, mantendo-se o montante de licenças a adquirir, 394 643 licenças no caso da EEM, em conjunto com a AIE⁴⁵. Assim, foi aceite para o cálculo dos proveitos permitidos o montante de 25,3 milhões de euros, que compara com 31,7 milhões de euros nas tarifas de 2024 de dezembro de 2023.

PROVEITOS PERMITIDOS DA ATIVIDADE DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E GESTÃO DO SISTEMA

O valor dos proveitos permitidos à empresa responsável pela rede elétrica na RAM, na atividade de AGS⁴⁶. O Quadro 3-30 compara os proveitos constantes desta revisão excepcional de tarifas, com os publicados em dezembro de 2023.

⁴⁵ Atlantic Island Electricity

⁴⁶ Dado pela expressão contida no n.º 1 do artigo 141.º do RT em vigor.

Quadro 3-30 - Proveitos permitidos da atividade Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema da EEM
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

Unidade: 10⁹ EUR

		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
1	Custo com capital afecto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema [(a) + (b) x (c) + (d)]	17 009	17 009	0
a	Amortizações do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquidas das amortizações dos activos comparticipados	11 612	11 612	0
b	Valor médio do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, líquido de amortizações e participações	131 775	131 775	0
c	Taxa de remuneração do ativo fixo afeto à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema (%)	5,27%	5,27%	0,00%
d	Acerto provisório, no ano t, do custo com capital da atividade de AGS relativo ao ano t-1	-1 550	-1 550	0
2	Custos com a aquisição de energia elétrica aos produtores do sistema público da RAM	29 466	29 466	0
3	Custos permitidos com a aquisição de energia elétrica aos produtores não vinculados ao sistema público da RAM	32 466	32 466	0
4	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(e) + (f)]	19 165	19 165	0
e	Custos de exploração afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE	13 770	13 770	0
f	Custos com operação e manutenção de equipamentos produtivos afetos à atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema, aceites pela ERSE	5 395	5 395	0
5	Custos de aquisição de combustíveis, lubrificantes e licenças de CO2 da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema líquidos de outros proveitos decorrentes da atividade, aceites pela ERSE [(g) + (h) + (i)]	96 561	86 047	-10 514
g	Custos com o fuelóleo aceites pela ERSE	36 110	39 209	3 099
h	Outros custos com combustíveis e lubrificantes, com exceção dos custos com fuelóleo, previstos consumir na produção de energia elétrica, aceites pela ERSE	28 774	21 516	-7 258
i	Custos previstos para o ano t, não contemplados no âmbito da aplicação de metas de eficiência	31 677	25 321	-6 355
j	Ajustamento extraordinário relativo a anos anteriores a t-2	-75	-75	0
k	Ajustamento no ano t dos proveitos de AGS relativo ao ano t-2	-67 510	-67 510	0
6 = 1 + 2 + 3 + 4 + 5 - j - k	Proveitos Permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	251 737	-10 514
7	Emissão para a rede (MWh)	922 253	922 253	0
8 = (6 + k) / 7	Proveitos permitidos por unidade emitida para a rede (exclui o ajustamento de t-2) (EUR/MWh)	211,16	199,76	-11,40
	Desconto previsto com a aplicação da Tarifa Social (fixado em Dez t-1)	-3 411	-3 409	2

O quadro confirma o decréscimo dos proveitos permitidos constante nesta revisão excecional das tarifas de 2024, relativamente ao previsto em dezembro de 2023, devido à diminuição dos custos com o gás natural (integrado na rubrica outros custos com combustíveis e lubrificantes) e das licenças de CO₂ que superam o acréscimo dos custos com a aquisição de fuelóleo e de gasóleo (este último também integrado na rubrica outros custos com combustíveis e lubrificantes).

CUSTOS COM A CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA NA RAM

No Quadro 3-31 verifica-se que a diminuição dos proveitos permitidos supera claramente a diminuição dos proveitos a recuperar com a aplicação das tarifas do Continente na atividade de Aquisição de Energia

Elétrica e Gestão do Sistema (AGS) na RAM. Por este motivo, os custos com a convergência tarifária na RAM são inferiores ao definido em dezembro de 2023 em cerca de 7,8 milhões de euros.

Quadro 3-31 - Custo com a convergência tarifária na RAM
(valores publicados em dezembro de 2023 e revisão excecional para publicação em maio de 2024)

		Unidade: 10 ³ EUR		
		T2024 (Dez 2023)	T2024 (Mai 2024)	Diferença T2024 (Mai 2024) - T2024 (Dez 2023)
A = 1 - 2	Sobrecusto da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	142 983	135 225	-7 757
1	Proveitos permitidos da atividade de Aquisição de Energia Elétrica e Gestão do Sistema	262 251	251 737	-10 514
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 distribuidor vinculado da RAM e da tarifa de Energia aos fornecimentos a clientes da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	119 269	116 512	-2 756
B = 3 - 4	Sobrecusto da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	25 619	25 619	0
3	Proveitos permitidos da atividade de Distribuição de Energia Elétrica	52 831	52 831	0
4	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	27 212	27 212	0
C = 5 - 6	Sobrecusto da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	1 550	1 550	0
5	Proveitos permitidos no âmbito da atividade de Comercialização de Energia Elétrica	6 000	6 000	0
6	Proveitos previstos obter por aplicação das tarifas de Comercialização de Redes às entregas da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM e das tarifas de Comercialização aos fornecimentos a clientes finais da concessionária do transporte e distribuidor vinculado da RAM	4 450	4 450	0
D = A + B + C	Custo da Convergência Tarifária a incorporar na UGS	170 152	162 394	-7 757

3.8 TRANSFERÊNCIAS ENTRE AGENTES DO SEN

A presente fixação excecional de tarifas tem impacte nos montantes das transferências entre os agentes do SEN a partir de junho de 2024, nomeadamente as referentes à Compra e Venda de Energia Elétrica (CVVE) do Agente Comercial, aos custos com a convergência tarifária das Regiões Autónomas, aos custos com a tarifa Social, à Compra e Venda de Energia Elétrica da PRG e aos custos decorrentes da sustentabilidade de mercados.

Nesta fixação excecional de tarifas, mantêm-se inalteradas as demais transferências publicadas na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023, nomeadamente as referentes às titularizações de dívida tarifária, a transferir pelo operador da rede de distribuição às entidades cessionárias dos diferentes créditos.

3.8.1 VALORES MENSAIS A TRANSFERIR PELA REN

3.8.1.1 TRANSFERÊNCIAS PARA A REN TRADING

No quadro seguinte apresentam-se as transferências entre a REN e a REN Trading de junho a dezembro de 2024, referentes aos proveitos permitidos da atividade de CVEE do Agente Comercial, decorrentes desta revisão tarifária.

Quadro 3-32 - Transferências da REN para a REN Trading de junho a dezembro de 2024

Unidade: EUR	
Proveitos Permitidos da REN Trading	
Junho	24 748 031
Julho	24 748 031
Agosto	24 748 031
Setembro	24 748 031
Outubro	24 748 031
Novembro	24 748 031
Dezembro	24 748 031

Nota: O sinal positivo indica um montante a transferir da REN para a REN Trading.

3.8.1.2 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DOS AÇORES

Apresentam-se nos quadros seguintes as transferências da REN para a EDA de junho a dezembro de 2024, referentes aos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma dos Açores decorrentes desta revisão tarifária.

Quadro 3-33 - Transferências da REN para a EDA relativas à convergência tarifária de junho a dezembro de 2024

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária RAA a partir de junho de 2024
Junho	12 300 775
Julho	12 300 775
Agosto	12 300 775
Setembro	12 300 775
Outubro	12 300 775
Novembro	12 300 775
Dezembro	12 300 775

Os valores das transferências da REN para a EDA, para suportar os custos com a tarifa Social da Região Autónoma dos Açores de junho a dezembro de 2024, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa Social relativos ao ano de 2024, que resultam da presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2022 e 2023 publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023.

Quadro 3-34 - Transferências da REN para a EDA relativas à tarifa Social de junho a dezembro de 2024

Unidade: EUR

	Tarifa social RAA
Junho	230 665
Julho	230 665
Agosto	230 665
Setembro	230 665
Outubro	230 665
Novembro	230 665
Dezembro	230 665

3.8.1.3 TRANSFERÊNCIAS PARA A REGIÃO AUTÓNOMA DA MADEIRA

No quadro seguinte apresentam-se as transferências da REN para a EEM de junho a dezembro de 2024, referentes aos custos com a convergência tarifária da Região Autónoma da Madeira decorrentes desta revisão tarifária.

Quadro 3-35 - Transferências da REN para a EEM relativas à convergência tarifária de junho a dezembro de 2024

Unidade: EUR

	Custo com a convergência tarifária RAM a partir de junho de 2024
Junho	13 532 875
Julho	13 532 875
Agosto	13 532 875
Setembro	13 532 875
Outubro	13 532 875
Novembro	13 532 875
Dezembro	13 532 875

Os valores das transferências da REN para a EEM, para suportar os custos com a tarifa Social da Região Autónoma da Madeira de junho a dezembro de 2024, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa Social relativos ao ano de 2024, que resultam da presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2022 e 2023 publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023.

Quadro 3-36 - Transferências da REN para a EEM relativas à tarifa Social de junho a dezembro de 2024

Unidade: EUR

	Tarifa social RAM
Junho	256 648
Julho	256 648
Agosto	256 648
Setembro	256 648
Outubro	256 648
Novembro	256 648
Dezembro	256 648

3.8.1.4 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 de junho a dezembro de 2024, são apresentados no quadro seguinte. Para além de incorporar o valor dos novos descontos com tarifa Social relativos ao ano de 2024, que resultam da

presente revisão tarifária, estas transferências mantêm os valores dos ajustamentos aos descontos de 2022 e 2023 publicados na decisão tarifária de 15 de dezembro de 2023.

Quadro 3-37 - Transferências da REN para a E-REDES relativas à tarifa Social de junho a dezembro de 2024

Unidade: EUR

Tarifa social Continente	
Junho	10 232 228
Julho	10 232 228
Agosto	10 232 228
Setembro	10 232 228
Outubro	10 232 228
Novembro	10 232 228
Dezembro	10 232 228

3.8.2 TRANSFERÊNCIAS ENTRE A E-REDES E A SU ELETRICIDADE

Dando cumprimento ao estabelecido no Regulamento das Relações Comerciais definem-se os montantes mensais a transferir entre o operador da rede de distribuição em AT e MT, o agregador de último recurso (AUR) e o comercializador de último recurso (CUR), cujas funções são desempenhadas, à data, pela SU Eletricidade⁴⁷. A presente fixação excecional de tarifas atualizou o diferencial de custo com aquisição de energia elétrica aos PRG e os custos decorrentes da sustentabilidade de mercados. Por este motivo, apresentam-se nos quadros seguintes os novos montantes mensais de junho a dezembro de 2024, a transferir entre o operador da rede de distribuição em AT e MT (E-REDES) e o comercializador de último recurso (SU Eletricidade).

⁴⁷ Até à atribuição da licença de agregador, as funções de AUR são desempenhadas pelo CUR

Quadro 3-38 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade de junho a dezembro de 2024 – AUR

Unidade: EUR

	Acertos relativos a 2020 e 2021 do mecanismo do DL 74/2013	Diferencial de custo com a aquisição à PRG	Diferencial de custo com a aquisição à PREAC	50% do prêmio de emissão titularização do sobrecusto da PRE de 2009	Total
Junho	185 164	110 293 179	43 323	-2 700	110 518 965
Julho	185 164	110 293 179	43 323	-2 700	110 518 965
Agosto	185 164	110 293 179	43 323	-2 700	110 518 965
Setembro	185 164	110 293 179	43 323	-2 700	110 518 965
Outubro	185 164	110 293 179	43 323	-2 700	110 518 965
Novembro	185 164	110 293 179	43 323	-2 700	110 518 965
Dezembro	185 164	110 293 179	43 323	-2 700	110 518 965

Nota: O sinal negativo indica um montante a transferir da SU Eletricidade para a E-REDES. As transferências de acertos relativas ao mecanismo do Decreto-Lei n.º 74/2013, correspondem a desvios nos valores de exercícios tarifários anteriores, que são devidos à SU Eletricidade, conforme explicitado no ponto 5.4.1.1.7 do documento “Proveitos permitidos e ajustamentos para 2024 das empresas reguladas do setor elétrico”.

Quadro 3-39 - Transferências entre a E-REDES e a SU Eletricidade de junho a dezembro de 2024 – CUR

Unidade: EUR

	Devolução de créditos aos consumidores	Sustentabilidade mercados	Total
Junho	-24 982	-17 254 921	-17 279 903
Julho	-24 982	-17 254 921	-17 279 903
Agosto	-24 982	-17 254 921	-17 279 903
Setembro	-24 982	-17 254 921	-17 279 903
Outubro	-24 982	-17 254 921	-17 279 903
Novembro	-24 982	-17 254 921	-17 279 903
Dezembro	-24 982	-17 254 921	-17 279 903

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

4 TARIFAS PARA A ENERGIA ELÉTRICA A PARTIR DE 1 DE JUNHO DE 2024

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 fixação excepcional de tarifas não são alteradas as tarifas de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização, nem a parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema.

As restantes tarifas são estabelecidas tendo como base a nova estimativa de proveitos para o ano de 2024, com os valores atualizados para o custo da energia, o diferencial de custo com a produção em regime especial, o diferencial de custo com os contratos de aquisição de energia e o efeito nas medidas de contenção tarifária.

O facto de as novas tarifas serem aplicadas por um período de sete meses tem como resultado uma recuperação parcial da nova estimativa de proveitos totais do ano. Desta forma, estas tarifas permitem recuperar, em média, o equivalente a sete doze avos da nova estimativa de custos para 2024. Os desvios decorrentes da aplicação de tarifas distintas nos primeiros cinco meses serão recuperados posteriormente, através dos ajustamentos tarifários previstos no RT.

Quadro 4-1 - Tarifas Reguladas do Setor Elétrico

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Uso Global do Sistema</i>	UGS _{ORT}	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 _{ORD}	Operadores da rede de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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 _{ORT MAT}	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 _{ORD MAT}	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 _{ORT AT}	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 _{ORD AT}	Operador da rede de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição	URD _{AT}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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 _{MT}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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 _{BT}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Entrega a clientes em BT	Uso da rede de distribuição em BT	Incluída na tarifa de Acesso às Redes em BT
Tarifa de Energia	TE	Comercializadores de último recurso, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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 (BTN, em Portugal continental), nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT, MT e BTE, 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
Tarifa de Comercialização	CNT	Comercializadores de último recurso, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Clientes dos comercializadores de último recurso em BTE	Serviços de contratação, faturação e cobrança	Incluída nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (BTE, em Portugal continental) e nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (BTE, nas Regiões Autónomas)
	CBTN	Comercializadores de último recurso, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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)
Tarifa de Acesso às Redes	TAR	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Entrega a clientes em MAT, AT, MT e BT	Uso das redes e serviços associados	Incluída nas tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do CUR (BTN, em Portugal continental), nas tarifas de referência aplicadas pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo (MAT, AT, MT e BTE, em Portugal continental), nas tarifas de Venda a Clientes Finais do CUR (MT, BTE e BTN, nas Regiões Autónomas) e nas tarifas de mercado
	TAR_{ORD}/CURBT	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) e nas tarifas aplicadas pelo CUR aos CUR a atuar exclusivamente em BT

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes (cont.)</i>	TAR _{Social}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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>Tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP</i>	TAR _{AC}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na 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 _{IAA}	Operadores das redes de distribuição, empresa responsável pela rede elétrica na RAA, empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Instalações autónomas de armazenamento para entregas em MAT, AT, MT, BTE e BTN	Uso das redes e serviços associados	Aplicável à energia entregue à instalação autónoma de armazenamento
<i>Tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo ⁴⁸</i>	TAR _{CEI}	Operadores das redes de distribuição	Clientes que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo	Uso das redes e serviços associados	Incluída tarifas de mercado em MAT, AT e MT

⁴⁸ Sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia, o que ainda não ocorreu (ver secção 4.10).

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
Tarifa de Venda a Clientes Finais	TVCF_{CUR PT}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em BTN dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização. Trata-se de uma tarifa transitória
	TVCF_{CUR RAA}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAA	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{CUR RAM}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAM	Clientes em MT e BT do comercializador de último recurso da RAM	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{Social CUR PT}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes vulneráveis em BTN, dos comercializadores de último recurso em Portugal continental	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF_{Social CUR RAA}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAA	Clientes vulneráveis em BTN, do comercializador de último recurso da RAA	Fornecimento regulado de energia elétrica	Inclui a tarifa Social de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização, aplicando-se apenas a clientes vulneráveis em BTN, com uma potência contratada inferior ou igual a 6,9 kVA
	TVCF_{Social CUR RAM}	Empresa responsável pela rede elétrica na 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
Tarifa de Venda a Clientes Finais (fornecimento supletivo)	TVCF_{CUR MAT, AT, MT, BTE}	Comercializadores de último recurso em Portugal continental	Clientes em MAT, AT, MT e BTE do comercializador de último recurso em Portugal continental e clientes em BTE dos comercializadores de último recurso a atuar exclusivamente em BT	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização
	TVCF_{CUR CUR BT}	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Comercializadores de último recurso 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
	TVCF_{CUR CEI MAT, AT, MT}⁴⁹	Comercializador de último recurso em Portugal continental	Clientes do comercializador de último recurso em Portugal continental que obtenham o Estatuto de Cliente Eletrointensivo	Fornecimento supletivo de energia elétrica	Inclui a tarifa de Acesso às Redes a aplicar aos Clientes Eletrointensivos, a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização

⁴⁹ Sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia, o que ainda não ocorreu (ver secção 4.13.6).

Quadro 4-2 - Tarifas Reguladas do setor elétrico aplicáveis ao 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 _{ME RAA}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAA	CEME que atuem na RAA cujo abastecimento é realizado junto da empresa responsável pela rede elétrica na 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 _{ME RAM}	Empresa responsável pela rede elétrica na RAM	CEME que atuem na RAM cujo abastecimento é realizado junto da empresa responsável pela rede elétrica na 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 MAT</i>	TAR _{ME MAT}	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em MAT 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 AT</i>	TAR _{ME AT}	Operadores das redes de energia elétrica	Entregas a utilizadores de veículos elétricos (UVE) em pontos de carregamento de veículos elétricos em AT integrados na rede de mobilidade elétrica	Uso das redes de energia elétrica pela rede da mobilidade elétrica	

Tarifa	Abreviatura	Aplicada por	Paga por	Objeto	Observações
<i>Tarifa de Acesso às Redes para a Mobilidade Elétrica em MT</i>	TAR _{ME} _{MT}	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 _{ME} _{BT}	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 TARIFAS POR ATIVIDADE DA ENTIDADE CONCESSIONÁRIA DA RNT

Às entregas do operador da rede de transporte ou entidade concessionária da RNT ao operador da rede de distribuição em MT e AT são aplicadas, nos termos do artigo 28.º do RT, a tarifa de Uso da Rede de Transporte e a tarifa de Uso Global do Sistema, que se apresentam nos pontos seguintes.

4.2.1 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 CIEG dominados pelos custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), diferencial de custo do agente comercial relativo à central da Turbogás, encargos com mecanismos de capacidade 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.

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.

A parcela I da tarifa de UGS a aplicar pelo operador da rede de transporte ao operador da rede de distribuição em MT e AT não é alterada com esta fixação excepcional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

No Quadro 4-3 apresentam-se os preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024.

Quadro 4-3 - 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	0,0122
	Horas cheias	0,0122
	Horas de vazio normal	0,0122
	Horas de super vazio	0,0122

No Quadro 4-4 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 junho de 2024.

Quadro 4-4 - 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	0,0130
	Horas cheias	0,0130
	Horas de vazio normal	0,0130
	Horas de super vazio	0,0130

4.2.2 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 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

4.3 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 em preços de potência contratada, e que alguns preços de energia ativa são agregados.

4.3.1 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 4.2.1). 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.

A parcela I da tarifa de UGS a aplicar pelos operadores da rede de distribuição às entregas a clientes nos mercados liberalizado e regulado não é alterada com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

A parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema dos ORD recupera os custos decorrentes de CIEG. Estes custos incluem: o diferencial de custo com a PRG ⁵⁰, o diferencial de custo com as centrais com CAE, os

⁵⁰ Este diferencial de custo subdivide-se no diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, revogado pelo Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, e no diferencial de custo com a PRE não enquadrada nos termos do referido Decreto-Lei n.º 90/2006.

CMEC, os encargos com mecanismos de capacidade, o diferencial de custo com a convergência tarifária das RA, os custos diferidos ao abrigo do Decreto-Lei n.º 165/2008, de 2 de agosto, os custos de sustentabilidade ⁵¹, os custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico, os custos com o Plano de Promoção da Eficiência no Consumo (PPEC) e outros custos. A parcela II também integra eventuais medidas de contenção tarifária ⁵², ao nível do ORT e dos ORD, que reduzem o montante de CIEG a recuperar na parcela II da tarifa UGS dos ORD.

De acordo com o Decreto-Lei n.º 15/2022, a repercussão dos CIEG recuperados na parcela II da tarifa UGS dos ORD é efetuada em função do nível de tensão ou do tipo de fornecimento, nos termos a regulamentar pela ERSE, seguindo critérios que assegurem a estabilidade tarifária e a não distorção da estrutura tarifária e dos sinais de preço das tarifas [art.º 208.º, n.º 5]. Ainda assim, o membro do Governo responsável pela área da energia pode definir, até ao dia 15 de setembro de cada ano, critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG, os quais devem estabelecer a repartição dos referidos custos entre os diferentes níveis de tensão e tipos de fornecimento e, seguidamente, a sua afetação aos consumidores dentro de cada nível de tensão e do tipo de fornecimento [art.º 208.º, n.º 6].

Até à revisão do RT, aprovada na sequência da Consulta Pública da ERSE n.º 113 ⁵³, a repercussão dos CIEG seguiu o disposto na Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, na redação vigente ⁵⁴, que estabelecia os critérios para a repercussão diferenciada dos CIEG na tarifa de Uso Global do Sistema aplicável às atividades do SEN.

A partir do ano 2024, a alocação dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD decorre da metodologia de cálculo estabelecida no artigo 160.º do RT ⁵⁵. Os preços da parcela II da tarifa UGS dos ORD devem ser calculados através da seguinte fórmula:

$$T_{UGS2,i,j,t}^D = e_{i,j,t} \times a_{i,t} \times f_t$$

⁵¹ Estes custos correspondem aos ajustamentos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores e ao diferencial na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais.

⁵² Em 15 de dezembro de 2023, o valor de medidas de contenção tarifária a integrar a tarifa de Uso Global do Sistema para 2024 foi de 1 097 783 884 euros, a deduzir à tarifa. Para mais informação, consulte a secção 3.1.1. do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024](#)», de dezembro de 2023.

⁵³ [Consulta Pública da ERSE n.º 113](#), referente à Revisão Regulamentar do Setor Elétrico, com extensão aos Setores do Gás e do GPL Canalizado.

⁵⁴ Portaria n.º 332/2012, de 22 de outubro, alterada pelas Portarias n.º 212-A/2014, de 14 de outubro, n.º 251-B/2014, de 28 de novembro, e n.º 359/2015, de 14 de outubro ([versão consolidada](#)).

⁵⁵ Artigo 160.º do Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho.

em que:

- $T_{UGS2,i,j,t}^D$ Preço da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, em base anual, no referencial de entrega, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
- $e_{i,j,t}$ Coeficientes de estrutura tarifária, em base anual, no referencial de entrega a clientes, aplicável ao grupo de utilizadores i na variável de faturação j no ano t
- $a_{i,t}$ Coeficientes de alocação, aplicáveis ao grupo de utilizadores i no ano t
- f_t Fator multiplicativo que assegura a recuperação dos proveitos, previstos para o ano t , a recuperar pelo operador da rede de distribuição em Portugal continental por aplicação dos preços da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema

Os números 2 e 3 do artigo 160.º estabelecem os valores que os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação devem assumir, respetivamente, na ausência de situações que possam comprometer a estabilidade tarifária ou distorcer a estrutura tarifária. Nos termos do n.º 2, os coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ resultam da soma da tarifa de Uso da Rede de Transporte, das tarifas de Uso das Redes de Distribuição e da parcela I da tarifa de Uso Global do Sistema. Nos termos do n.º 3, os coeficientes de alocação $a_{i,t}$ assumem valores unitários. Estes coeficientes, aplicáveis ao ano 2024, e designados daqui em diante por coeficientes padrão em 2024, encontram-se apresentados no Quadro 4-5.

Quadro 4-5 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação para o ano 2024, nos termos dos n.ºs 2 e 3 do artigo 160.º (coeficientes padrão em 2024)

Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de estrutura tarifária						Coeficientes de alocação	
	Potência EUR/(kW.ano)		Energia ativa EUR/kWh				Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de alocação
	Horas de ponta	Contratada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio		
MAT	22,9580	1,8007	0,0015	0,0014	0,0014	0,0013	MAT	1,000
AT	50,2935	0,7522	0,0026	0,0024	0,0022	0,0020	AT	1,000
MT	82,6593	5,9681	0,0052	0,0047	0,0038	0,0033	MT	1,000
BTE	178,3118	8,3081	0,0107	0,0096	0,0077	0,0062	BTE	1,000
BTN>		10,7136	0,1263	0,0259		0,0072	BTN>	1,000
BTN< Tri-horário		10,7136	0,1190	0,0187		0,0072	BTN< Tri-horário	1,000
BTN< Bi-horário		10,7136		0,0395		0,0072	BTN< Bi-horário	1,000
BTN< Simples		10,7136				0,0287	BTN< Simples	1,000

Em complemento, o número 4 do artigo 160.º estabelece que, por motivos de estabilidade tarifária e não distorção da estrutura tarifária, a ERSE pode determinar, de forma justificada, valores diferentes para os coeficientes de estrutura tarifária $e_{i,j,t}$ e os coeficientes de alocação $a_{i,t}$.

Na decisão tarifária para o ano de 2024, a alocação da parcela II da tarifa UGS dos ORD foi efetuada em etapas incrementais, que se descrevem de seguida. Na Proposta de Tarifas para o ano 2024, os coeficientes

de alocação dos CIEG repercutidos na parcela II da tarifa UGS, procuraram mitigar as variações tarifárias em BTN< face ao ano 2023⁵⁶, tendo em conta a medida de contenção tarifária extraordinária (MCT extraordinária), com critérios de alocação específicos⁵⁷. Posteriormente, na Decisão de Tarifas para 2024, de 15 de dezembro, verificou-se um aumento médio global de +11,42 EUR/MWh na parcela II da tarifa UGS dos ORD, face aos valores da Proposta de Tarifas 2024.

A alocação deste valor adicional através dos coeficientes padrão, que traduzem o Sinal das Redes, teria resultado numa variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais em BTN incompatível com os objetivos de estabilidade tarifária assumidos pela ERSE na análise de sustentabilidade, e num valor acima do sugerido pelo Conselho Tarifário no seu Parecer⁵⁸. Em resultado, o montante adicional de CIEG entre a proposta, de 15 de outubro, e a decisão, de 15 de dezembro, foi alocado, pelos diferentes níveis, de acordo com uma combinação linear entre uma alocação pela energia ativa e uma alocação pelo Sinal das Redes, com esta última a corresponder à aplicação direta dos coeficientes padrão apresentados no Quadro 4-5. A aplicação das chaves de alocação, baseadas ou 100% na energia ou 100% no Sinal das Redes, correspondente a um aumento médio global de +11,42 EUR/MWh, encontra-se ilustrada no Quadro 4-6.

Quadro 4-6 - Aumento da parcela II da tarifa UGS dos ORD na Decisão de Tarifas 2024, para diferentes chaves de alocação

	Energia	Sinal das Redes
	EUR/MWh	EUR/MWh
MAT	11,42	1,40
AT	11,42	2,99
MT	11,42	7,03
BTE	11,42	14,65
BTN>	11,42	18,86
BTN<	11,42	18,84
TOTAL	11,42	11,42

Nota: Aumento médio da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em EUR/MWh, considerando a energia ativa em Portugal continental. A alocação pela energia resulta num aumento médio uniforme em EUR/MWh. A alocação pelo Sinal das Redes resulta num aumento médio de acordo com os coeficientes padrão indicados no Quadro 4-5.

⁵⁶ Tendo em conta que no ano 2023 ainda se encontrava em vigor a anterior metodologia para a repercussão dos CIEG, em particular num contexto de tarifas de Acesso às Redes negativas para todos os fornecimentos no 1.º semestre de 2023, a adoção direta dos coeficientes padrão teria resultado em variações tarifárias muito penalizadoras em BTN<.

⁵⁷ A MCT extraordinária, no valor total de 566 milhões de euros, prevista no Despacho n.º 11035/2023, de 27 de outubro, dos Gabinetes dos Ministros das Finanças e do Ambiente e da Ação Climática, estabelece que 500 milhões de euros são deduzidos à tarifa de UGS em MAT, AT, MT, BTE e BTN> e os restantes 66 milhões de euros são deduzidos à tarifa de UGS em BTN<.

⁵⁸ No seu parecer, o CT apontou para uma limitação da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais (TTVCF) a 3%.

Assim, preservando o resultado da alocação original do montante de CIEG da Proposta de Tarifas 2024, e adotando uma combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente, para o montante adicional de CIEG entre a proposta e a decisão, resultou na Decisão de Tarifas 2024 a decomposição da parcela II da tarifa UGS dos ORD apresentada no Quadro 4-7.

Quadro 4-7 - Decomposição da parcela II da tarifa UGS dos ORD, na Decisão de Tarifas 2024

Unidade: EUR/MWh

	UGS2 sem MCT extra	MCT extra	Proposta de Tarifas 2024	UGS2 adicional	Tarifas 2024
	[A]	[B]	[A]+[B]	[C]	[A]+[B]+[C]
MAT	16,62	-16,62	0,00	2,60	2,60
AT	16,62	-16,62	0,00	4,00	4,00
MT	16,62	-16,62	0,00	7,56	7,56
BTE	16,62	-16,62	0,00	14,26	14,26
BTN>	16,62	-16,62	0,00	17,97	17,97
BTN<	0,00	-3,95	-3,95	17,95	13,99
TOTAL	10,69	-12,10	-1,41	11,42	10,01

Nota: Valor médio da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em EUR/MWh, considerando a energia ativa em Portugal continental. A parcela [A] equivale à Proposta de Tarifas 2024, sem a medida de contenção tarifária extraordinária. A parcela [B] corresponde à medida de contenção tarifária extraordinária. A parcela [C] equivale ao aumento na Decisão de Tarifas 2024, comparativamente com a Proposta de Tarifas 2024.

Partindo da Decisão de Tarifas 2024, esta fixação excecional, a vigorar a partir de 1 de junho, implica um aumento médio global de +20,75 EUR/MWh na parcela II da tarifa UGS dos ORD. A aplicação das chaves de alocação, baseadas ou 100% na energia ou 100% no Sinal das Redes, a este aumento médio global, encontra-se ilustrada no Quadro 4-8.

Quadro 4-8 - Aumento da parcela II da tarifa UGS dos ORD na Fixação Excecional de Tarifas 2024, para diferentes chaves de alocação

	Energia	Sinal das Redes
	EUR/MWh	EUR/MWh
MAT	20,75	2,55
AT	20,75	5,43
MT	20,75	12,78
BTE	20,75	26,62
BTN>	20,75	34,29
BTN<	20,75	34,24
TOTAL	20,75	20,75

Nota: Aumento médio da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em EUR/MWh, considerando a energia ativa em Portugal continental. Ver também nota do Quadro 4-6.

Assim, preservando o resultado de alocação da Decisão de Tarifas 2024, e adotando uma combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente, para o montante adicional de CIEG entre a Decisão de Tarifas 2024, de 15 de dezembro, e esta Fixação Excepcional de Tarifas 2024, resulta a decomposição da parcela II da tarifa UGS dos ORD apresentada no Quadro 4-9.

Quadro 4-9 - Decomposição da parcela II da tarifa UGS dos ORD, entre a Decisão de Tarifas 2024 e a Fixação Excepcional de Tarifas 2024

	Tarifas 2024	UGS2 adicional	Fixação Excepcional de Tarifas 2024
	[A]	[B]	[A] + [B]
MAT	2,60	4,73	7,34
AT	4,00	7,27	11,27
MT	7,56	13,74	21,29
BTE	14,26	25,92	40,18
BTN>	17,97	32,66	50,63
BTN<	13,99	32,62	46,61
TOTAL	10,01	20,75	30,76

Nota: Valor médio da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em EUR/MWh, considerando a energia ativa em Portugal continental. A parcela [A] corresponde à Decisão de Tarifas 2024, com valores de 1 de janeiro de 2024. A parcela [B] equivale ao aumento médio na Fixação Excepcional de Tarifas 2024, comparativamente com a Decisão de Tarifas 2024. A parcela [C] reflete a Fixação Excepcional de Tarifas 2024, com valores de 1 de junho de 2024.

Em suma, a repercussão dos CIEG recuperados na parcela II da tarifa UGS dos ORD por nível de tensão ou do tipo de fornecimento desta fixação excepcional resulta de distintas alocações, de diferentes montantes de CIEG, em diferentes momentos: 1) alocação original, sem considerar a MCT extraordinária, aquando da proposta de 15 de outubro, 2) alocação da MCT extraordinária, aquando da proposta de 15 de outubro, mantida na decisão de 15 de dezembro, 3) alocação do montante adicional de CIEG face à proposta, aquando da decisão de 15 de dezembro, 4) alocação do montante adicional de CIEG face à decisão de 15 de dezembro, com esta fixação excepcional.

Para assegurar a estabilidade tarifária, a Fixação Excepcional de Tarifas 2024 assume no cálculo da parcela II da tarifa UGS dos ORD coeficientes de estrutura tarifária e de alocação diferentes dos coeficientes padrão, ao abrigo do número 4 do artigo 160.º do RT. Os coeficientes de estrutura tarifária e de alocação adotados constam do Quadro 4-10.

Quadro 4-10 - Coeficientes de estrutura tarifária e de alocação na Fixação Excepcional de Tarifas, a partir de junho de 2024

Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de estrutura tarifária						Coeficientes de alocação	
	Potência EUR/(kW.ano)		Energia ativa EUR/kWh				Níveis de tensão e opções tarifárias	Coeficientes de alocação
	Horas de ponta	Contratada	Ponta	Cheias	Vazio normal	Super vazio		
MAT	0,0000	0,8824	0,0015	0,0014	0,0014	0,0013	MAT	2,710
AT	0,0000	0,3686	0,0026	0,0024	0,0022	0,0020	AT	2,926
MT	0,0000	2,9244	0,0052	0,0047	0,0038	0,0033	MT	2,353
BTE	0,0000	4,0710	0,0107	0,0096	0,0077	0,0062	BTE	2,141
BTN>		5,2497	0,1263	0,0259		0,0072	BTN>	0,702
BTN< Tri-horário		5,2497	0,1190	0,0187		0,0072	BTN< Tri-horário	0,733
BTN< Bi-horário		5,2497		0,0395		0,0072	BTN< Bi-horário	0,733
BTN< Simples		5,2497				0,0287	BTN< Simples	0,733

Estes valores distinguem-se dos coeficientes padrão no Quadro 4-5 por três efeitos, designadamente por (1) aplicarem valores nulos nos coeficientes de estrutura tarifária na potência em horas de ponta ⁵⁹, (2) utilizarem valores inferiores nos coeficientes de estrutura tarifária na potência contratada ⁶⁰ e (3) aplicarem coeficientes de alocação diferentes da unidade nos fornecimentos de MAT até BTN ⁶¹.

Por fim, o Quadro 4-11 apresenta a repartição por nível de tensão e tipo de fornecimento de cada um dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD, em milhões de euros, com valores a partir de 1 de junho de 2024, em base anual.

⁵⁹ Esta opção evita aumentos expressivos no preço de potência em horas de ponta, num contexto de aumento das tarifas de Acesso às Redes, estando em linha com a opção tomada na Decisão de Tarifas de 2024.

⁶⁰ Esta opção foi necessária para evitar aumentos expressivos no preço de potência contratada, num contexto de aumento significativo de CIEG, não tendo sido utilizada aquando da Decisão de Tarifas de 2024.

⁶¹ Os coeficientes de alocação apresentados são os que permitem implementar uma alocação da parcela II da tarifa UGS com base numa combinação linear dos critérios de energia e do Sinal das Redes, com pesos de 12% e 88%, respetivamente.

Quadro 4-11 - Repartição dos CIEG, por nível de tensão e tipo de fornecimento, na parcela II da tarifa UGS dos ORD

Unidades: milhões de euros	MAT	AT	MT	BTE	BTN	BTN>	BTN≤	TOTAL
Diferencial de custo PRE (DL90/2006)	42,7	150,0	451,0	151,0	713,9	99,8	614,1	1 508,6
Diferencial de custo PRE (não DL90/2006)	8,1	28,6	85,9	28,8	136,0	19,0	116,9	287,3
Diferencial de custo dos CAE	8,4	29,5	88,8	29,7	140,5	19,6	120,9	297,0
CMEC	1,2	2,7	11,4	3,9	66,8	4,1	62,6	85,9
Mecanismos de capacidade	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Diferencial de custo das RA	8,8	30,8	92,7	31,0	146,7	20,5	126,2	310,0
Medidas de estabilidade (DL 165/2008)	3,9	13,9	41,7	13,9	65,9	9,2	56,7	139,4
Ajust. de aquisição de energia	-5,8	-20,5	-61,7	-20,7	-97,7	-13,7	-84,1	-206,5
Diferencial extinção TVCF	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,1	0,0	-0,1	-0,3
Terrenos	0,3	1,1	3,4	1,1	5,4	0,7	4,6	11,3
Outros CIEG (PPEC, Zona Piloto, Aditividade e ajustamentos)	0,3	0,9	2,7	0,9	4,3	0,6	3,7	9,1
Medidas de contenção tarifária	-12,3	-43,4	-130,5	-43,7	-206,6	-28,9	-177,7	-436,6
SUB TOTAL	55,5	193,5	585,2	196,0	975,0	131,1	843,9	2 005,1
Medida de contenção tarifária extraordinária	-38,5	-115,3	-256,5	-57,3	-98,4	-32,4	-66,0	-566,0
TOTAL	17,0	78,2	328,7	138,7	876,6	98,7	777,9	1 439,1

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 junho de 2024, apresentam-se no Quadro 4-12.

Quadro 4-12 - 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 em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0000	0,0105	0,0065	0,0063	0,0062	0,0059
AT	4	0,0000	0,0047	0,0123	0,0115	0,0103	0,0095
MT	4	0,0000	0,0302	0,0196	0,0177	0,0142	0,0125
BTE	4	0,0000	0,0382	0,0366	0,0329	0,0263	0,0213
BTN>	3	-	0,0161	0,1421	0,0291	0,0081	
BTN< tri-horárias	3	-	0,0169	0,1400	0,0220	0,0085	
BTN bi-horárias	2	-	0,0169	0,0464		0,0085	
BTN simples	1	-	0,0169	0,0338			

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 junho de 2024, apresentam-se no Quadro 4-13.

Quadro 4-13 - 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 em horas de ponta EUR/(kW.dia)	Potência contratada EUR/(kW.dia)	Energia ativa EUR/kWh			
				Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0000	0,0105	0,0073	0,0071	0,0070	0,0067
AT	4	0,0000	0,0047	0,0131	0,0123	0,0111	0,0103
MT	4	0,0000	0,0302	0,0205	0,0186	0,0151	0,0134
BTE	4	0,0000	0,0382	0,0376	0,0339	0,0272	0,0222
BTN>	3	-	0,0161	0,1431	0,0301		0,0090
BTN< tri-horárias	3	-	0,0169	0,1410	0,0229		0,0094
BTN bi-horárias	2	-	0,0169	0,0474			0,0094
BTN simples	1	-	0,0169	0,0347			

A desagregação da componente dos CMEC incluída no preço da potência contratada da tarifa de Uso Global do Sistema, apresentada no Quadro 4-13, não é alterada com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os valores aprovados pela ERSE através da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

4.3.2 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 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

4.3.3 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 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

4.4 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 menos períodos horários, os preços de energia ativa são agregados.

4.4.1 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 2024 na atividade de Compra e Venda de Energia Elétrica. O fator de escalamento 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 2024».

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo comercializador de último recurso, no âmbito das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTN, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024, são apresentados no quadro seguinte.

Quadro 4-14 - Preços da tarifa de Energia

ENERGIA		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0903
	Horas cheias	0,0853
	Horas de vazio normal	0,0738
	Horas de super vazio	0,0661
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0831
	Horas cheias	0,0812
	Horas de vazio normal	0,0718
	Horas de super vazio	0,0699

Os preços da tarifa de Energia convertidos por tipo de fornecimento e nas várias opções tarifárias das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais para BTN apresentam-se no Quadro 4-15.

Quadro 4-15 - Preços da tarifa de Energia por tipo de fornecimento e nas várias 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
BTN>	3	0,1020	0,0960	0,0803		0,1020	0,0960	0,0803	
BTN< tri-horárias	3	0,1019	0,0959	0,0803		0,1019	0,0959	0,0803	
BTN bi-horárias	2	0,0976		0,0803		0,0976		0,0803	
BTN simples	1	0,0914				0,0914			

No que se refere aos parâmetros β_t e μ_t , previstos no artigo 156.º do Regulamento Tarifário, em 2024 mantêm-se os valores de 2023:

- $\beta_t = 0,5$
- $\mu_t = 0,01 \text{ €/kWh}$

A atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas pelo CUR em Portugal continental, nomeadamente das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, da tarifa Social de Venda a Clientes Finais e das tarifas aplicadas no âmbito do fornecimento supletivo.

Igualmente, a atualização da tarifa de Energia é repercutida em todos os preços da energia ativa, discriminados por período horário, das tarifas aplicadas nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira, nomeadamente das tarifas de Venda a Clientes Finais, incluindo a tarifa Social, e da tarifa de Energia e Comercialização aplicável à Mobilidade Elétrica.

4.4.2 TARIFAS DE COMERCIALIZAÇÃO

As tarifas de Comercialização aplicáveis pelo comercializador de último recurso aos fornecimentos em BTN não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

4.5 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 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 2024 é condicionada pela evolução da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema ⁶².

No caso dos preços de energia reativa, estes foram determinados para 2024 de forma a igualarem os preços em 2021. Esta opção decorre do facto de que, desde 2022, estes terem assumido valores anormalmente baixos, devido à evolução da tarifa de Acesso às Redes ⁶³.

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 maio de 2024 e junho de 2024.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços das tarifas de Acesso às Redes a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024.

⁶² A tarifa de Uso Global do Sistema é repercutida através dos preços de energia ativa, de potência em horas de ponta e de potência contratada.

⁶³ Nas tarifas de 2022, manteve-se a opção de anos anteriores de os preços de energia reativa serem determinados de forma a variarem com a variação média da tarifa de Acesso às Redes nesse ano. Na fixação excecional de tarifas de junho de 2022, os preços não foram alterados por não terem sido revistas as tarifas subjacentes (tarifas de uso da rede de transporte e de uso da rede de distribuição). Nas tarifas de 2023, dado o nível já de si reduzido e o facto de a variação média tarifa de Acesso às Redes nesse ano ser negativa, mantiveram-se os preços de 2022. Na fixação excecional de tarifas de junho de 2023 assumiu-se o mesmo que na fixação excecional do ano anterior.

Quadro 4-16 - Preços das tarifas de Acesso às Redes

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0627
	Contratada	0,0154
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0080
	Horas cheias	0,0077
	Horas de vazio normal	0,0076
	Horas de super vazio	0,0072
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0231
	Capacitiva	0,0173

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1375
	Contratada	0,0068
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0149
	Horas cheias	0,0139
	Horas de vazio normal	0,0124
	Horas de super vazio	0,0115
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0231
	Capacitiva	0,0173

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0465
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0248
	Horas cheias	0,0225
	Horas de vazio normal	0,0180
	Horas de super vazio	0,0158
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0252
	Capacitiva	0,0189

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTE		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4872
	Contratada	0,0609
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0473
	Horas cheias	0,0426
	Horas de vazio normal	0,0339
	Horas de super vazio	0,0275
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0318
	Capacitiva	0,0243

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2530
	34,5	1,5663
	41,4	1,8796
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2684
	Horas cheias	0,0551
	Horas de vazio	0,0153

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (≤20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0531
	2,3	0,1063
	3,45	0,1594
	4,6	0,2125
	5,75	0,2657
	6,9	0,3188
	10,35	0,4782
	13,8	0,6376
	17,25	0,7970
	20,7	0,9563
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0625
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0860
	Horas de vazio	0,0157
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2590
	Horas cheias	0,0406
	Horas de vazio	0,0157

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 41,4 kVA e > 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0454
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2684
	Horas cheias	0,0551
	Horas de vazio	0,0153

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0462
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0625
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0860
	Horas de vazio	0,0157
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2590
	Horas cheias	0,0406
	Horas de vazio	0,0157

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 CIEG na faturação de Acesso às Redes. A partir de 1 de junho de 2024, os parâmetros a aplicar para calcular o valor dos CIEG são os do quadro seguinte.

Quadro 4-17 - Parâmetros a aplicar no cálculo do valor dos CIEG, a partir de 1 de junho de 2024

Nível de tensão / Tipo de fornecimento	% (CIEG / Tarifas de Acesso)
MAT	62%
AT	57%
MT	51%
BTE	61%
BTN > 20,7 kVA	62%
BTN ≤ 20,7 kVA	62%

A informação prevista no n.º 5 do artigo 102.º do RQS, com o valor médio das tarifas de uso das redes em 2023, a usar no caso de incumprimentos dos padrões individuais de continuidade de serviço ocorridos em 2023, não é alterada com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os valores divulgados pela ERSE através da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

Os fatores multiplicativos a aplicar ao preço de referência de energia reativa em 2024, por escalão de faturação de energia reativa indutiva, relativo ao uso da rede de transporte e ao uso da rede de distribuição, não são alterados com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os valores divulgados pela ERSE através da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

4.6 OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DAS TARIFAS DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEIS ÀS ENTREGAS EM MAT, AT, MT

Tendo em conta a evolução das tarifas de Acesso às Redes em 2024, em que deixam de existir preços negativos, foi implementada, em janeiro de 2024, a opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas em MAT, AT e MT, em Portugal continental. Esta opção tarifária encontra-se estabelecida no artigo 51.º do RT.

Os períodos horários aplicáveis encontram-se no capítulo 5 do documento «[Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024](#)», e coincidem com os períodos horários apresentados no Relatório de análise publicado com a abertura da Consulta Pública da ERSE n.º 101. Os períodos horários são diferenciados para três áreas de rede, conforme o artigo 35.º do RT. De forma a atribuir cada ponto de entrega a uma das três áreas de rede, foi solicitado ao ORD em MT e AT a preparação do manual previsto no n.º 2 do artigo 35.º do RT, tendo em conta a informação avaliada pela ERSE no relatório de análise acima mencionado. Essa informação encontra-se em anexo ao documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024».

Os preços desta opção tarifária coincidem com os respetivos preços das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT na potência contratada, energia ativa e energia reativa. No caso dos preços de potência em horas de ponta, os valores encontram-se diferenciados por três épocas, designadamente as Épocas Alta, Média e Baixa. O cálculo destes preços foi descrito no relatório publicado com a Consulta Pública da ERSE

n.º 101⁶⁴. O fator de apontamento f^{65} , mencionado no referido relatório, foi calculado separadamente para os níveis de tensão MAT, AT e MT, a partir dos fatores multiplicativos publicados n.º 2 do artigo 13.º da Diretiva n.º 6/2018, de 27 de fevereiro.

O ano de 2024 é o primeiro ano em que se publicam preços para esta opção tarifária. A ERSE acompanhará o decorrer dessa implementação, avaliando da necessidade de proceder a eventuais ajustamentos ou melhorias.

Nos quadros seguintes apresentam-se os preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024.

Quadro 4-18 - Preços da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MAT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	Época Alta	0,0909
	Época Média	0,0737
	Época Baixa	0,0476
Contratada		0,0154
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0080
Horas cheias		0,0077
Horas de vazio normal		0,0076
Horas de super vazio		0,0072
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0231
Capacitiva		0,0173

⁶⁴ Ponto 5.7.2 do «[Relatório de Análise ao Projeto-Piloto de Aperfeiçoamento das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT em Portugal continental](#)» (maio 2021).

⁶⁵ Os fatores de apontamento são iguais a 1,15, 1,26 e 1,40 em MAT, AT e MT, respetivamente. A título de exemplo, em MAT esse valor foi obtido pelo respetivo fator multiplicativo publicado na Diretiva n.º 6/2018, através do seguinte cálculo:

$$1,15 = 0,535 / (1 - 0,535)$$

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM AT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	Época Alta	0,2107
	Época Média	0,1562
	Época Baixa	0,1008
Contratada		0,0068
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0149
Horas cheias		0,0139
Horas de vazio normal		0,0124
Horas de super vazio		0,0115
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0231
Capacitiva		0,0173

OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES EM MT		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta	Época Alta	0,3693
	Época Média	0,2463
	Época Baixa	0,1590
Contratada		0,0465
Energia ativa		EUR/kWh
Horas de ponta		0,0248
Horas cheias		0,0225
Horas de vazio normal		0,0180
Horas de super vazio		0,0158
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0252
Capacitiva		0,0189

Em 2024, nas Áreas de Rede A e B, a Época Alta corresponde aos meses de janeiro, fevereiro e dezembro, enquanto a Época Média corresponde aos meses de março e novembro. Os restantes meses pertencem à Época Baixa.

Em 2024, na Área de Rede C a Época Alta compreende o período de 1 de julho até 29 de setembro ⁶⁶, inclusive, enquanto a Época Média corresponde aos meses de janeiro e fevereiro. Os restantes dias do ano pertencem à Época Baixa.

Os preços de potência em horas de ponta, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes em MAT, AT e MT, repartidos pelas várias tarifas por atividade, apresentam-se no Quadro 4-19. Nos restantes preços, a repartição pelas várias tarifas por atividade segue a repartição presente nas tarifas de Acesso às Redes.

Quadro 4-19 - Preços de potência em horas de ponta, da opção tarifária por épocas das tarifas de Acesso às Redes, repartidos por atividades

PREÇOS DA POTÊNCIA EM HORAS DE PONTA DA OPÇÃO TARIFÁRIA POR ÉPOCAS DA TARIFA DE ACESSO ÀS REDES									
	MAT			AT			MT		
Tarifas por Atividade	Potência em horas de ponta EUR/(kW.dia)								
	Época Alta	Época Média	Época Baixa	Época Alta	Época Média	Época Baixa	Época Alta	Época Média	Época Baixa
Uso Global do Sistema - Parcela I	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Uso Global do Sistema - Parcela II	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Uso da Rede de Transporte	0,0909	0,0737	0,0476	0,1864	0,1382	0,0892	0,2082	0,1388	0,0896
Uso da Rede de Distribuição em AT	-	-	-	0,0243	0,0180	0,0116	0,0322	0,0215	0,0139
Uso da Rede de Distribuição em MT	-	-	-	-	-	-	0,1289	0,0860	0,0555

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.

⁶⁶ A necessidade de terminar na Área de Rede C a época alta no dia 29 de setembro, e não no último dia do mês, prende-se com a necessidade de garantir a uniformidade do número de horas de ponta na época Alta nas várias áreas de rede.

Pretende-se com esta tarifa de Acesso às Redes garantir um maior equilíbrio no tratamento dos CIEG recuperados através da parcela II da tarifa UGS dos ORD, e 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 os preços da tarifa de Uso Global do Sistema em BT, ajustada para perdas para a rede em MT.

O Regulamento Tarifário prevê no n.º 6 do artigo 27.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<.

A estrutura de fornecimento utilizada a partir de 1 de junho de 2024 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT é a indicada no quadro seguinte. A estrutura de fornecimento adotada mitiga o risco de repercussão de um aumento da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema superior ao valor correspondente à estrutura real de fornecimentos de cada ORD BT.

Quadro 4-20 - Estrutura de fornecimento a utilizar a partir de 1 de junho de 2024 no cálculo da tarifa de Acesso às Redes aplicável aos ORD e CUR exclusivamente em BT

Tipo de fornecimento	Proporção da procura (% de energia ativa)
BTE	100,0%
BTN>	0,0%
BTN<	0,0%

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024, apresentam-se no quadro seguinte. De referir que o quadro não inclui os preços de energia reativa, uma vez que os ORD BT estão regulamentarmente isentos desse pagamento ⁶⁷.

⁶⁷ Nos termos do n.º 7 do artigo 27.º do RT.

Quadro 4-21 - 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	0,2258
	Contratada	0,0465
Energia ativa		EUR/kWh
	Horas de ponta	0,0386
	Horas cheias	0,0350
	Horas de vazio normal	0,0282
	Horas de super vazio	0,0230

Os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR exclusivamente em BT repartidos pelas várias tarifas por atividade, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024, apresentam-se no Quadro 4-22.

Quadro 4-22 - Preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis aos ORD e CUR 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			
		Horas de ponta	Contratada	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
Uso Global do Sistema	4	-	0,0302	0,0343	0,0311	0,0253	0,0206
Uso da Rede de Transporte em AT	4	0,1273	-	0,0009	0,0009	0,0008	0,0007
Uso da Rede de Distribuição em AT	4	0,0197	-	0,0009	0,0008	0,0006	0,0005
Uso da Rede de Distribuição em MT	4	0,0788	0,0163	0,0025	0,0022	0,0015	0,0012
Uso Global do Sistema - Parcela I	4	-	-	0,0009	0,0009	0,0009	0,0009
Uso Global do Sistema - Parcela II	4	-	0,0302	0,0334	0,0302	0,0244	0,0197

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].

No início de 2022, 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, tendo o Decreto-Lei n.º 162/2019 sido revogado.

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]. Atualmente encontra-se em vigor o Regulamento n.º 815/2023 de 27 de julho ⁶⁸, cujas regras possibilitam a totalidade das modalidades de autoconsumo previstas, estabelecendo um quadro regulamentar coerente com o regime legal. Em 2021, as matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo passaram a constar do RT ⁶⁹.

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. 3.º, alínea e)]. O autoconsumidor é um consumidor final que produz energia renovável para consumo próprio, nas suas instalações situadas no território nacional, e que pode armazenar ou vender eletricidade com origem renovável de produção própria, desde que, para os autoconsumidores de energia renovável não domésticos, essas atividades não constituam a sua principal atividade comercial ou profissional [art. 3.º, alínea f)].

⁶⁸ A segunda versão do RAC (Regulamento n.º 373/2021, de 5 de maio) foi, entretanto, revogada.

⁶⁹ No seguimento da [Consulta Pública n.º 101](#), Reformulação do Regulamento Tarifário do Setor Elétrico.

O autoconsumo pode ser realizado em modo autoconsumo individual, quando o autoconsumo é para consumo numa única instalação elétrica de utilização (IU), ou em autoconsumo coletivo, quando o autoconsumo é para consumo em duas ou mais IU [art. 3.º, alínea f)]. Em qualquer destas opções está subjacente a proximidade entre as instalações de utilização e as unidades de produção para autoconsumo, respeitando as regras estabelecidas [art.º 83.º], com a interligação entre estas a poder ser realizada por intermédio de redes internas, linhas diretas ou mesmo através da rede elétrica de serviço público (RESP) [art.º 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.º, 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 custos de política energética, de sustentabilidade e interesse económico geral (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).

Adicionalmente, o Decreto-Lei n.º 15/2022 veio ainda estabelecer que a ERSE define tarifas de Uso das Redes aplicáveis à atividade de autoconsumo coletivo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica [art.º 212.º, n.º 7]. Efetivamente, uma novidade face ao regime do Decreto Lei n.º 162/2019 é a partilha dinâmica⁷⁰, no âmbito do autoconsumo coletivo, em que há utilização de sistemas específicos de gestão dinâmica, que possibilitem a monitorização, controlo e gestão dinâmica de energia, em tempo real, com vista à otimização dos fluxos energéticos, os quais devem assegurar determinadas condições, incluindo interoperabilidade com os sistemas do operador da rede, em termos a estabelecer pela ERSE [art.º 87.º, n.º 3 a n.º 5].

⁷⁰ Mais informação sobre modos de partilha no âmbito do autoconsumo pode ser consultada no documento justificativo da proposta de reformulação do RAC aquando da Consulta Pública n.º 113.

Aquando da revisão regulamentar do setor elétrico, na sequência da Consulta Pública n.º 113, a ERSE definiu que as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, já previstas no RT, são também aplicáveis ao autoconsumo que utilize modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica ⁷¹.

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.

A ocorrência de situações de inversão do fluxo de energia na RESP é 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 60.º, n.º 2]. Este fator é determinado anualmente pela ERSE [art.º 60.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 38.º, n.º 4] 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 cinco 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 ⁷², a ERSE considera que podem ainda ser consideradas como de significado negligenciável para efeitos de tarifas. Assim, mantém-se para 2024 a opção tomada nos anos anteriores, 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.

⁷¹ Tendo em consideração o estado inicial de desenvolvimento deste tipo de projetos de autoconsumo coletivo, incluindo a ausência de informação quanto a potenciais impactes da partilha dinâmica, a ERSE entendeu que as tarifas deveriam ser idênticas às tarifas aplicáveis aos restantes modos de partilha em autoconsumo coletivo.

⁷² Sugere-se a consulta do documento com a estrutura tarifária do setor elétrico em 2024, para maior detalhe.

4.8.2 ISENÇÃO DE CIEG

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

O despacho estabelece duas modalidades de isenção: isenção de 50% dos CIEG, para projetos de autoconsumo individual, e isenção de 100% dos CIEG, para projetos de autoconsumo coletivo e de CER.

Em 22 de outubro de 2021, foi publicada 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.

Em 31 de janeiro de 2024, foi publicado o Despacho n.º 1177/2024 ⁷³, onde se estabelece a isenção de 100% dos encargos de CIEG que incidem sobre as tarifas de Acesso às Redes, para os novos projetos de autoconsumo, individual ou coletivo, ou de CER, que envolvam a utilização da RESP e que obtenham as condições para o exercício da sua atividade entre 1 de janeiro de 2023 e final do ano 2024.

As deduções correspondentes às modalidades de isenção previstas nos Despachos mencionados, com os valores a partir de 1 de junho de 2024, constam nos Quadro 4-23 e Quadro 4-24.

Note-se que, a partir de 2024, a parcela II da tarifa de UGS dos ORD passa a incluir a potência em horas de ponta entre as suas variáveis de faturação, pelo que essa variável passa a constar também dos quadros (ainda que o seu valor seja nulo em 2024).

⁷³ [Despacho n.º 1177/2024](#), de 31 de janeiro.

Quadro 4-23 - 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	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	0,0000	0,0033	0,0032	0,0031	0,0030
AT	0,0000	0,0062	0,0058	0,0052	0,0048
MT	0,0000	0,0098	0,0089	0,0071	0,0063
BTE	0,0000	0,0183	0,0165	0,0132	0,0107
BTN>	-	0,0711	0,0146	0,0041	
BTN< tri-horárias	-	0,0700	0,0110	0,0043	
BTN bi-horárias	-	0,0232		0,0043	
BTN simples	-	0,0169			

Quadro 4-24 - 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	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	0,0000	0,0065	0,0063	0,0062	0,0059
AT	0,0000	0,0123	0,0115	0,0103	0,0095
MT	0,0000	0,0196	0,0177	0,0142	0,0125
BTE	0,0000	0,0366	0,0329	0,0263	0,0213
BTN>	-	0,1421	0,0291	0,0081	
BTN< tri-horárias	-	0,1400	0,0220	0,0085	
BTN bi-horárias	-	0,0464		0,0085	
BTN simples	-	0,0338			

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 58.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 58.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 58.º, n.º 1]. As tarifas em BTN são compostas apenas por preços de energia ativa [RT, art.º 58.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 40.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 ⁷⁴.

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 junho de 2024, são as constantes do Quadro 4-25 ao Quadro 4-27. As tarifas do Quadro 4-25 aplicam-se aos autoconsumidores individuais ou a entidades gestoras do autoconsumo coletivo (EGAC), no caso de projetos que não beneficiem de qualquer isenção dos encargos correspondentes aos CIEG.

As tarifas do Quadro 4-26, aplicam-se aos autoconsumidores individuais que beneficiem de 50% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG e as tarifas do Quadro 4-27 aplicam-se às EGAC, no caso de projetos de autoconsumo coletivo que beneficiem de 100% de isenção dos encargos correspondentes aos CIEG. Estas tarifas, com isenção de CIEG, são aplicáveis apenas a projetos de autoconsumo que tenham obtido as condições para exercício da atividade até 31 de dezembro de 2024 e vigoram a partir de 1 de junho de 2024.

Nas situações de autoconsumo através da RESP que utilizem modos de partilha de energia através de sistemas específicos com gestão dinâmica, os preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis coincidem com os constantes do Quadro 4-25 ao Quadro 4-27.

No caso específico das instalações de armazenamento participantes em autoconsumo, as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis são as seguintes:

- Para a parcela de consumo no âmbito de um contrato de fornecimento (por exemplo, com um comercializador): há lugar à isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do n.º 3 do artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, e conforme estabelecido no RT [art.º 54.º, n.º 4]. Nestes casos, os preços aplicáveis são os publicados na Diretiva.
- Para a parcela de consumo fornecida pelo autoconsumo:

⁷⁴ No caso de haver excedentes da UPAC (energia não atribuída ao consumo da IU), esses excedentes podem ser transacionados. Note-se que, a partir de 1 de janeiro de 2022, já não se aplica a estas quantidades a tarifa de Uso da Rede de Transporte aplicável a produtores.

-
- Quando a instalação de armazenamento se encontra ligada diretamente à RESP (ou seja, quando a partilha de energia da instalação de armazenamento para as restantes instalações participantes em autoconsumo utiliza a RESP): há lugar à isenção do pagamento de tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Tal decorre do facto de à partilha subsequente, em autoconsumo através da RESP, se aplicarem essas tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Evita-se, assim, um duplo pagamento.
 - Quando a instalação de armazenamento não se encontra ligada diretamente à RESP (ou seja, quando a partilha de energia da instalação de armazenamento para as restantes instalações participantes em autoconsumo não utiliza a RESP): há lugar à isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema [RT, art.º 54.º, n.º 4], mas não há lugar a uma isenção integral do pagamento de tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP. Nestes casos, os preços aplicáveis são os constantes no Quadro 4-27].

No caso das instalações com estatuto de cliente eletrointensivo (ver secção 4.10) que participem em autoconsumo, não são publicados preços das tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo através da RESP, uma vez que a produção de efeitos da medida de redução de encargos de CIEG está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu.

Note-se 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)⁷⁵. 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 60.º, n.º 10].

⁷⁵ 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».

Quadro 4-25 - 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	0,0627	0,0080	0,0077	0,0076	0,0072
AT	AT	0,0159	0,0140	0,0131	0,0116	0,0108
	MAT	0,1375	0,0149	0,0139	0,0124	0,0115
MT	MT	0,0788	0,0230	0,0208	0,0166	0,0146
	AT	0,0985	0,0239	0,0216	0,0172	0,0151
	MAT	0,2258	0,0248	0,0225	0,0180	0,0158
BTE	BT	0,2139	0,0426	0,0383	0,0308	0,0249
	MT	0,3260	0,0453	0,0407	0,0324	0,0262
	AT	0,3476	0,0463	0,0416	0,0330	0,0267
	MAT	0,4872	0,0473	0,0426	0,0339	0,0275
BTN>	BT	n.a.	0,1645	0,0509	0,0123	
	MT		0,2079	0,0532	0,0138	
	AT		0,2167	0,0541	0,0144	
	MAT		0,2684	0,0551	0,0153	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,1551	0,0364	0,0127	
	MT		0,1985	0,0387	0,0142	
	AT		0,2073	0,0396	0,0148	
	MAT		0,2590	0,0406	0,0157	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0603		0,0127	
	MT		0,0715		0,0142	
	AT		0,0741		0,0148	
	MAT		0,0860		0,0157	
BTN simples	BT	n.a.	0,0444			
	MT		0,0524			
	AT		0,0543			
	MAT		0,0625			

n.a.: A potência em horas de ponta não é uma variável de faturação na BTN.

Quadro 4-26 - 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	0,0627	0,0047	0,0045	0,0045	0,0042
AT	AT	0,0159	0,0078	0,0073	0,0064	0,0060
	MAT	0,1375	0,0087	0,0081	0,0072	0,0067
MT	MT	0,0788	0,0132	0,0119	0,0095	0,0083
	AT	0,0985	0,0141	0,0127	0,0101	0,0088
	MAT	0,2258	0,0150	0,0136	0,0109	0,0095
BTE	BT	0,2139	0,0243	0,0218	0,0176	0,0142
	MT	0,3260	0,0270	0,0242	0,0192	0,0155
	AT	0,3476	0,0280	0,0251	0,0198	0,0160
	MAT	0,4872	0,0290	0,0261	0,0207	0,0168
BTN>	BT	n.a.	0,0934	0,0363	0,0082	
	MT		0,1368	0,0386	0,0097	
	AT		0,1456	0,0395	0,0103	
	MAT		0,1973	0,0405	0,0112	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0851	0,0254	0,0084	
	MT		0,1285	0,0277	0,0099	
	AT		0,1373	0,0286	0,0105	
	MAT		0,1890	0,0296	0,0114	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0371		0,0084	
	MT		0,0483		0,0099	
	AT		0,0509		0,0105	
	MAT		0,0628		0,0114	
BTN simples	BT	n.a.	0,0275			
	MT		0,0355			
	AT		0,0374			
	MAT		0,0456			

n.a.: A potência em horas de ponta não é uma variável de faturação na BTN.

Quadro 4-27 - 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	0,0627	0,0015	0,0014	0,0014	0,0013
AT	AT	0,0159	0,0017	0,0016	0,0013	0,0013
	MAT	0,1375	0,0026	0,0024	0,0021	0,0020
MT	MT	0,0788	0,0034	0,0031	0,0024	0,0021
	AT	0,0985	0,0043	0,0039	0,0030	0,0026
	MAT	0,2258	0,0052	0,0048	0,0038	0,0033
BTE	BT	0,2139	0,0060	0,0054	0,0045	0,0036
	MT	0,3260	0,0087	0,0078	0,0061	0,0049
	AT	0,3476	0,0097	0,0087	0,0067	0,0054
	MAT	0,4872	0,0107	0,0097	0,0076	0,0062
BTN>	BT	n.a.	0,0224	0,0218	0,0042	
	MT		0,0658	0,0241	0,0057	
	AT		0,0746	0,0250	0,0063	
	MAT		0,1263	0,0260	0,0072	
BTN< tri-horária	BT	n.a.	0,0151	0,0144	0,0042	
	MT		0,0585	0,0167	0,0057	
	AT		0,0673	0,0176	0,0063	
	MAT		0,1190	0,0186	0,0072	
BTN bi-horária	BT	n.a.	0,0139		0,0042	
	MT		0,0251		0,0057	
	AT		0,0277		0,0063	
	MAT		0,0396		0,0072	
BTN simples	BT	n.a.	0,0106			
	MT		0,0186			
	AT		0,0205			
	MAT		0,0287			

n.a.: A potência em horas de ponta não é uma variável de faturação na BTN.

4.9 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES DE ARMAZENAMENTO

O 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, estabelece a figura de «Instalação de armazenamento», que corresponde a uma instalação onde a energia é armazenada, podendo esta ser autónoma quando tenha ligação direta à rede elétrica de serviço público (RESP) e não esteja associada a centro eletroprodutor ou unidade de produção para autoconsumo (UPAC), excluindo as instalações de armazenamento que integrem a instalação elétrica da instalação de utilização [art.º 3.º, alínea qq)].

Com a recente revisão regulamentar do setor elétrico, na sequência da Consulta Pública n.º 113, estabeleceu-se que a isenção de tarifas de Acesso às Redes, em vigor à data, para os produtores hidroelétricos, na parte que respeita à energia elétrica adquirida para bombagem e posterior produção de energia elétrica, deveria ser igualmente aplicada às instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a um centro eletroprodutor, e que não participem em autoconsumo, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP.

Desta forma, foi estabelecido nos termos do art.º 54.º do RT, a isenção de pagamento de tarifas de Acesso às Redes:

- aos produtores hidroelétricos que necessitem de adquirir energia elétrica para bombagem no âmbito do seu processo de produção,
- às instalações de armazenamento, autónomas ou que estejam associadas a um centro electroprodutor, e que não participem em autoconsumo, desde que a energia elétrica utilizada no carregamento a partir da RESP se destine a posterior injeção na RESP.

As isenções referidas vigoram até ao final do ano 2029 [RT, art.º 54.º, n.º 3].

Nas restantes situações, não enquadradas nos casos acima referidos, vigora a isenção dos encargos correspondentes aos CIEG que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema, nos termos do n.º 3 do artigo 213.º do Decreto-Lei n.º 15/2022.

As tarifas de Acesso às Redes para as instalações de armazenamento não enquadradas nos casos acima referidos, não são alteradas com esta fixação excecional de tarifas, mantendo-se em vigor os preços aprovados pela ERSE da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

No caso de autoconsumo realizado por instalações de armazenamento, as tarifas de Acesso às Redes a aplicar ao autoconsumo através da RESP correspondem, sempre, às constantes no Quadro 4-27.

4.10 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES APLICÁVEL ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO

O 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, estabelece o «Estatuto do Cliente Eletrointensivo», que pode ser requerido por instalações de consumo intensivo de energia elétrica que estejam expostas ao comércio internacional e que cumpram determinados requisitos [art.º 192.º, n.º 1].

A obtenção do estatuto depende do cumprimento cumulativo dos requisitos estabelecidos no diploma [art.º 194.º, n.º 2], entre os quais se inclui a existência de ligação à rede de MAT, AT ou MT, assim como de requisitos relativos a limiares mínimos quanto ao consumo médio anual de energia elétrica e ao grau de eletrointensidade, a estabelecer em portaria pelos membros do Governo responsáveis pelas áreas da economia e da energia [art.º 194.º, n.º 1]. A Portaria n.º 112/2022, de 14 de março, que regulamenta o Estatuto do Cliente Eletrointensivo, respeita a este último conjunto de requisitos.

A obtenção do estatuto garante o direito a medidas de apoio [art.º 195.º, n.º 2], entre as quais se destacam as seguintes, relativas a tarifas de Acesso às Redes [al. a) e al. b)]:

- no que se refere ao consumo de energia elétrica (através da contratação com um comercializador, por exemplo): redução total ou parcial, com o limite mínimo de 75%, dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema;
- no que se refere a autoconsumo (proveniente de unidades de produção para autoconsumo, UPAC): isenção da aplicação dos critérios de proximidade entre a UPAC e a localização da instalação de consumo previstos no diploma, e isenção total dos encargos correspondentes aos CIEG previstos no artigo 208.º do diploma, que incidem sobre a tarifa de Uso Global do Sistema.

Adicionalmente, a Portaria n.º 112/2022 vem ainda estabelecer que:

- para o consumo de energia elétrica, os clientes eletrointensivos ficam isentos do pagamento do sobrecusto da produção em regime especial a partir de fontes de energia renovável, nos termos a operacionalizar pela ERSE [art.º 9.º, n.º 2];

- para o autoconsumo, aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis ao autoconsumo, considerando a isenção total estabelecida [art.º 10.º, n.º 1].

De notar que a produção de efeitos desta medida de redução de encargos está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu, pelo que não serão publicados preços das tarifas de Acesso às Redes para os clientes eletrointensivos.

4.11 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].

As matérias relativas às tarifas de Acesso às Redes aplicáveis às entregas da rede de mobilidade elétrica aos utilizadores de veículos elétricos constam do RT, o mesmo sucedendo com as tarifas de Energia e Comercialização aplicáveis à Mobilidade Elétrica na RAA e na RAM. 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 ⁷⁶.

O RT estabelece as tarifas 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, MT, AT e MAT [art.º 56.º]. As tarifas para os casos com pontos de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em AT e MAT aplicam-se a partir de 2024, conforme a reformulação do RT ocorrida em 2023.

O RT estabelece ainda tarifas de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica nas Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, aplicáveis pelas respetivas empresas, para aprovisionamento dos comercializadores de eletricidade para a mobilidade elétrica (CEME) para carregamentos nas Regiões Autónomas. Estas tarifas são as seguintes [art.º 102.º]:

⁷⁶ Para o efeito, consultar a página da ERSE dedicada às tarifas da EGME em <https://www.erse.pt/mobilidade-eletrica/tarifas-e-precos/>.

- Tarifa de Energia e Comercialização para a Mobilidade Elétrica na RAA, aplicável aos fornecimentos de eletricidade a realizar pela empresa responsável pela rede elétrica na 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 empresa responsável pela rede elétrica na RAM aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica.

4.11.1 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 55.º, n.º 1] e 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 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 quatro 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, em MT, em AT ou em MAT. Esta separação permite aplicar de forma mais coerente as tarifas de Acesso às Redes aplicáveis à Mobilidade Elétrica. Por exemplo, 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 55.º, números 3 a 6]:

- 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.
- 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

AT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida das Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT e em MT.

- 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 MAT: resulta da tarifa de Acesso às Redes em BTN deduzida das Tarifas de Uso da Rede de Distribuição em BT, em MT e em AT.

As tarifas são compostas por preços da energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh, pelo que os preços de potência contratada da tarifa de Acesso às Redes em BTN e da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, em MT e em AT são convertidos para preços de energia ativa por período horário [RT, art.º 56.º, números 1 e 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 56.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.

A conversão dos preços de potência contratada para preços de energia ativa é feita com diferenciação dos preços de energia por período horário [RT, art.º 56.º, número 4] ⁷⁷.

⁷⁷ A análise subjacente encontra-se detalhada no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024».

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 junho de 2024, são as constantes do Quadro 4-28 ao Quadro 4-31.

Quadro 4-28 - 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 MAT

TARIFA DE ACESSO ÀS REDES PARA A MOBILIDADE ELÉTRICA Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em MAT		PREÇOS
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2054
	Horas cheias	0,0366
	Horas de vazio	0,0140
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0719
	Horas de vazio	0,0140

Quadro 4-29 - 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 AT

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 AT		
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2142
	Horas cheias	0,0375
	Horas de vazio	0,0146
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0745
	Horas de vazio	0,0146

Quadro 4-30 - 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	0,2576
	Horas cheias	0,0398
	Horas de vazio	0,0161
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0857
	Horas de vazio	0,0161

Quadro 4-31 - 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		PREÇOS
Pontos de carregamento com ponto de entrega da RESP à rede da mobilidade elétrica em BT		
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa Tri-horária	Horas de ponta	0,2936
	Horas cheias	0,0752
	Horas de vazio	0,0260
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1205
	Horas de vazio	0,0260

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 apresentam-se no Quadro 4-32 e no Quadro 4-33.

Quadro 4-32 - 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	0,1537	0,0356	0,0131
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0517	0,0010	0,0009
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0088	0,0009	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0434	0,0023	0,0015
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0360	0,0354	0,0099
Uso Global do Sistema - Parcela I	0,0010	0,0009	0,0009
Uso Global do Sistema - Parcela II	0,1527	0,0347	0,0122

Quadro 4-33 - 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	0,0600	0,0131
Uso da Rede de Transporte em AT	0,0119	0,0009
Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0026	0,0006
Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0112	0,0015
Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0348	0,0099
Uso Global do Sistema - Parcela I	0,0010	0,0009
Uso Global do Sistema - Parcela II	0,0590	0,0122

4.11.2 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 empresa responsável pela rede elétrica na RAA e pela empresa responsável pela rede elétrica na RAM, aos CEME, no âmbito da mobilidade elétrica [RT, art.º 102.º]. Estas tarifas possibilitam o aprovisionamento dos CEME nas regiões autónomas, sem prejuízo de outras possibilidades que existam nestas regiões ⁷⁸.

Estas tarifas são compostas por preços de energia ativa discriminados por período horário, definidos em euros por kWh [RT, art.º 103.º e art.º 104.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.

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 junho de 2024, constam do Quadro 4-34 e do Quadro 4-35, respetivamente.

⁷⁸ Por exemplo, compra e venda de energia por contrato bilateral.

Quadro 4-34 - 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	0,1082
	Horas cheias	0,1022
	Horas de vazio	0,0865
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1038
	Horas de vazio	0,0865

Quadro 4-35 - 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	0,1082
	Horas cheias	0,1022
	Horas de vazio	0,0865
Tarifa Bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1038
	Horas de vazio	0,0865

4.12 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM PORTUGAL CONTINENTAL

Em 2024, nos termos previstos pelo artigo 289.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente, as tarifas transitórias apenas se aplicam aos fornecimentos em BTN, encontrando-se extintas as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE.

O Comercializador de Último Recurso (CUR) assegura ainda, nos termos da lei, o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, e pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, bem

como nas situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro, na redação vigente e densificadas nos termos do RRC.

As tarifas transitórias em BTN são determinadas pela soma das tarifas de Energia, das tarifas de Acesso às Redes e pela tarifa de Comercialização.

Nos quadros seguintes apresentam-se as tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em BTN, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024.

Quadro 4-36 - Preços das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa de médias utilizações	27,6	1,2830
	34,5	1,5960
	41,4	1,9090
Tarifa de longas utilizações	27,6	2,3675
	34,5	2,9538
	41,4	3,5401
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2924
	Horas cheias	0,1597
	Horas de vazio	0,0927
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2513
	Horas cheias	0,1501
	Horas de vazio	0,0917

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	0,1745
	4,6	0,2271
	5,75	0,2794
	6,9	0,3317
	10,35	0,4888
	13,8	0,6458
	17,25	0,8029
	20,7	0,9599
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1624
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1967
	Horas de vazio	0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2398
	Horas cheias	0,1740
	Horas de vazio	0,1072

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	0,0830
	2,3	0,1380
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1576
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1967
	Horas de vazio	0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2398
	Horas cheias	0,1740
	Horas de vazio	0,1072

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,0637
	34,5	1,3295
	41,4	1,5950
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3078
	Horas cheias	0,1649
	Horas de vazio	0,0945

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN SAZONAL ($\leq 20,7$ kVA)		PREÇOS	
Potência contratada		EUR/dia	
Tarifa simples	3,45	0,0843	
	4,6	0,1176	
	5,75	0,1509	
	6,9	0,1842	
	10,35	0,2779	
	13,8	0,3735	
	17,25	0,4668	
	20,7	0,5642	
	Tarifa bi-horária e tri-horária	3,45	0,1711
		4,6	0,2183
		5,75	0,2642
		6,9	0,3134
		10,35	0,4183
		13,8	0,5128
17,25		0,6052	
20,7	0,7019		
Energia ativa		EUR/kWh	
Tarifa simples		0,1834	
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2100	
	Horas de vazio	0,1115	
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3329	
	Horas cheias	0,1793	
	Horas de vazio	0,1115	

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP $\leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(kW.dia)
Tarifa de médias utilizações		0,0463
Tarifa de longas utilizações		0,0856
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa de médias utilizações	Horas de ponta	0,2924
	Horas cheias	0,1597
	Horas de vazio	0,0927
Tarifa de longas utilizações	Horas de ponta	0,2513
	Horas cheias	0,1501
	Horas de vazio	0,0917

TARIFA TRANSITÓRIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/(kW.dia)
		0,0512
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1624
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1967
	Horas de vazio	0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2398
	Horas cheias	0,1740
		0,1072

Em 2024, mantém-se em vigor o regime equiparado ao das tarifas transitórias ou reguladas, aprovado pela Lei n.º 105/2017, de 30 de agosto, regulamentado pela Portaria n.º 348/2017, de 14 de novembro, na redação da Portaria n.º 6/2021, de 6 de janeiro e a Diretiva n.º 1/2018, de 3 de janeiro. Assim, as faturas dos comercializadores devem conter o conteúdo mínimo a publicitar relativamente à oferta equiparada ao mercado regulado.

4.13 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, na redação vigente, o Comercializador de Último Recurso assegura o fornecimento aos clientes que não transitaram para o mercado livre, aos que regressem ao CUR por via do regime equiparado, bem como nas demais situações de fornecimento supletivo, previstas nos termos do artigo 140.º, n.º 3, do referido Decreto-Lei.

As situações descritas anteriormente integram o conceito de fornecimento supletivo, nos termos no n.º 5, do artigo 24.º, do Regulamento Tarifário, aplicando-se as tarifas transitórias vigentes e, após a extinção destas, as tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo que resultam da adição das tarifas de Energia, de Uso Global do Sistema, de Uso da Rede de Transporte, de Uso da Rede de Distribuição e de Comercialização.

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.

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

Os preços da tarifa de Energia a aplicar pelo CUR a clientes em MAT, AT, MT e BTE, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024, no âmbito do n.º 5, do artigo 24.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 4.4.1..

Quadro 4-37 - 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 normal	Horas de super vazio	Horas de ponta	Horas cheias	Horas de vazio normal	Horas de super vazio
MAT	4	0,0899	0,0849	0,0734	0,0658	0,0827	0,0809	0,0715	0,0696
AT	4	0,0918	0,0866	0,0747	0,0668	0,0845	0,0825	0,0727	0,0707
MT	4	0,0962	0,0904	0,0773	0,0689	0,0885	0,0860	0,0752	0,0728
BTE	4	0,1054	0,0985	0,0836	0,0734	0,0970	0,0938	0,0815	0,0776

4.13.2 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 da [Diretiva n.º 10/2024](#), de 7 de fevereiro, publicada em Diário da República.

4.13.3 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 5, do artigo 24.º do RT, para os fornecimentos em MAT, AT, MT e BTE são os referidos no ponto 4.5.

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.

Para os fornecimentos do CUR a aplicar às instalações com estatuto do cliente eletrointensivo aplicam-se as tarifas de Acesso às Redes apresentadas no ponto 4.10. De notar que a produção de efeitos das medidas relativas à redução de encargos repercutidos nas tarifas de Acesso às Redes destes clientes está sujeita à

aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu, pelo que não são publicados preços das tarifas de Acesso às Redes para os clientes eletrointensivos.

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

As tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em MAT, AT, MT e BTE 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 4.13.1), da tarifa de Comercialização (ponto 4.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes (ponto 4.5), 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, em MAT, AT, MT e BTE, no âmbito do n.º 5 do artigo 24.º e 32.º do RT, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024.

Quadro 4-38 - Tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR, no âmbito do fornecimento supletivo

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MAT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1109
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,0627
	Contratada	0,0154
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,0982
	Horas cheias	0,0929
	Horas de vazio normal	0,0813
	Horas de super vazio	0,0733
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0910
	Horas cheias	0,0889
	Horas de vazio normal	0,0794
	Horas de super vazio	0,0771
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0231
Capacitiva		0,0173

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM AT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1109
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,1375
	Contratada	0,0068
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1070
	Horas cheias	0,1008
	Horas de vazio normal	0,0874
	Horas de super vazio	0,0786
Períodos II, III	Horas de ponta	0,0997
	Horas cheias	0,0967
	Horas de vazio normal	0,0854
	Horas de super vazio	0,0825
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0231
Capacitiva		0,0173

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM MT		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,1109
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0465
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1213
	Horas cheias	0,1132
	Horas de vazio normal	0,0956
	Horas de super vazio	0,0850
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1136
	Horas cheias	0,1088
	Horas de vazio normal	0,0935
	Horas de super vazio	0,0889
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0252
Capacitiva		0,0189

TARIFA A APLICAR PELO CUR AOS CLIENTES EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,3149
Potência		EUR/(kW.dia)
Horas de ponta		0,4872
Contratada		0,0609
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1537
	Horas cheias	0,1421
	Horas de vazio normal	0,1185
	Horas de super vazio	0,1019
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1453
	Horas cheias	0,1374
	Horas de vazio normal	0,1164
	Horas de super vazio	0,1061
Energia reativa		EUR/kvarh
Indutiva		0,0318
Capacitiva		0,0243

4.13.5 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 os 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 4.13.1), da tarifa de Comercialização em MT (ponto 4.13.2) 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 24.º do RT, a vigorarem a partir do dia 1 de junho de 2024.

Quadro 4-39 - 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
		0,1109
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0465
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1351
	Horas cheias	0,1257
	Horas de vazio normal	0,1058
	Horas de super vazio	0,0922
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1274
	Horas cheias	0,1213
	Horas de vazio normal	0,1037
	Horas de super vazio	0,0961

4.13.6 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS A APLICAR PELO CUR NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO ÀS INSTALAÇÕES DE CONSUMO QUE OBTENHAM O ESTATUTO DO CLIENTE ELETROINTENSIVO EM MAT, AT E MT

As tarifas de Venda a Clientes Finais a aplicar pelo CUR no âmbito do fornecimento supletivo às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo resultam da soma da tarifa de Energia (ponto 4.13.1), da tarifa de Comercialização (ponto 4.13.2) e da tarifa de Acesso às Redes aplicável às instalações de consumo que obtenham o Estatuto do Cliente Eletrointensivo (ponto 4.10), associadas aos níveis de tensão MAT, AT e MT. De notar que a produção de efeitos das medidas relativas à redução de encargos repercutidos nas tarifas de Acesso às Redes destes clientes está sujeita à aprovação por parte da Comissão Europeia [Portaria n.º 112/2022, art.º 19.º], o que ainda não ocorreu, pelo que não são publicados preços das tarifas de Acesso às Redes para os clientes eletrointensivos.

4.14 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

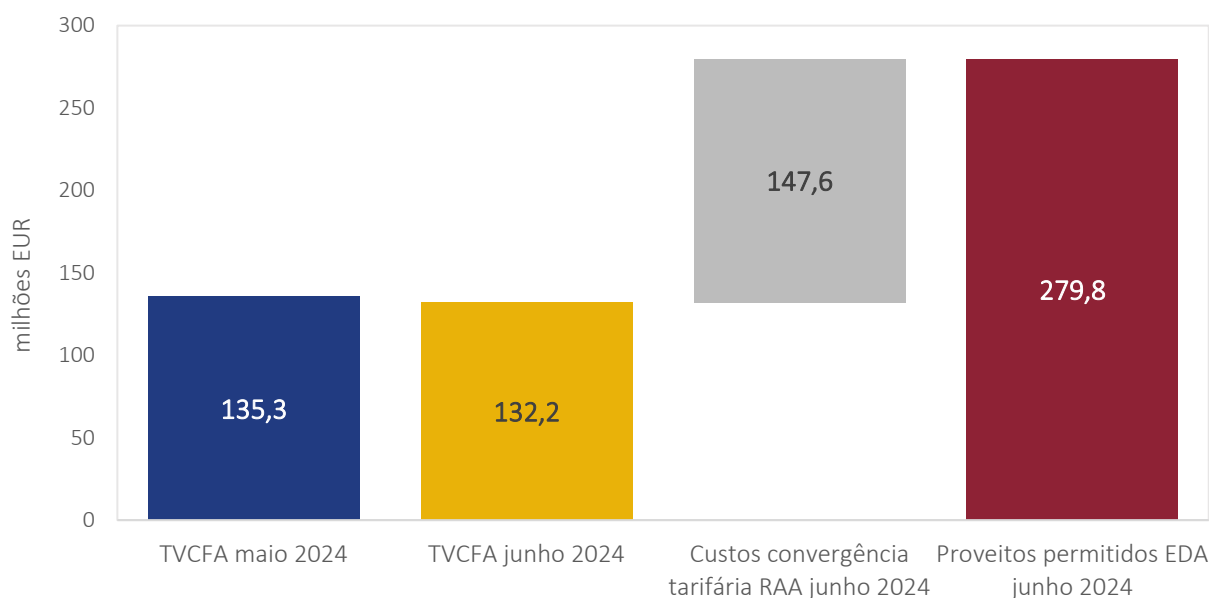
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2024 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024» e na secção 5.8 deste documento.

Na Figura 4-1 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2024 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA evidenciando-se os custos com a convergência tarifária na RAA, a incluir na tarifa de UGS.

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



TVCFA maio 2024 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAA em maio de 2024

TVCFA junho 2024 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAA em junho de 2024

A TVCFA de maio de 2024 e de junho de 2024 é aplicada às receitas e quantidades anualizadas do respetivo mês

A aplicação em junho de 2024 na Região Autónoma dos Açores de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de maio de 2024 proporcionaria 135,3 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente, com preços de junho de 2024, proporcionaria 132,2 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 junho de 2024, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-40 - 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
		0,0097
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0465
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1215
	Horas cheias	0,1133
	Horas de vazio normal	0,0956
	Horas de super vazio	0,0851
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1138
	Horas cheias	0,1090
	Horas de vazio normal	0,0936
	Horas de super vazio	0,0890
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0252
	Capacitiva	0,0189

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2793
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4879
	Contratada	0,0609
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1539
	Horas cheias	0,1420
	Horas de vazio normal	0,1186
	Horas de super vazio	0,1019
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1456
	Horas cheias	0,1374
	Horas de vazio normal	0,1164
	Horas de super vazio	0,1061
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0319
	Capacitiva	0,0243

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2985
	34,5	1,6154
	41,4	1,9322
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3023
	Horas cheias	0,1624
	Horas de vazio	0,0933

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	0,1768
	4,6	0,2307
	5,75	0,2817
	6,9	0,3348
	10,35	0,4919
	13,8	0,6490
	17,25	0,8043
	20,7	0,9688
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1675
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2002
	Horas de vazio	0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2415
	Horas cheias	0,1736
	Horas de vazio	0,1072

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	0,0734
	2,3	0,1325
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1632
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2002
	Horas de vazio	0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2415
	Horas cheias	0,1736
	Horas de vazio	0,1072

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP $\leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0468
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,3023
	Horas cheias	0,1624
	Horas de vazio	0,0933

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA EM BTN (IP ≤ 20,7 kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0501
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1675
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,2002
	Horas de vazio	0,1072
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2415
	Horas cheias	0,1736
	Horas de vazio	0,1072

4.15 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

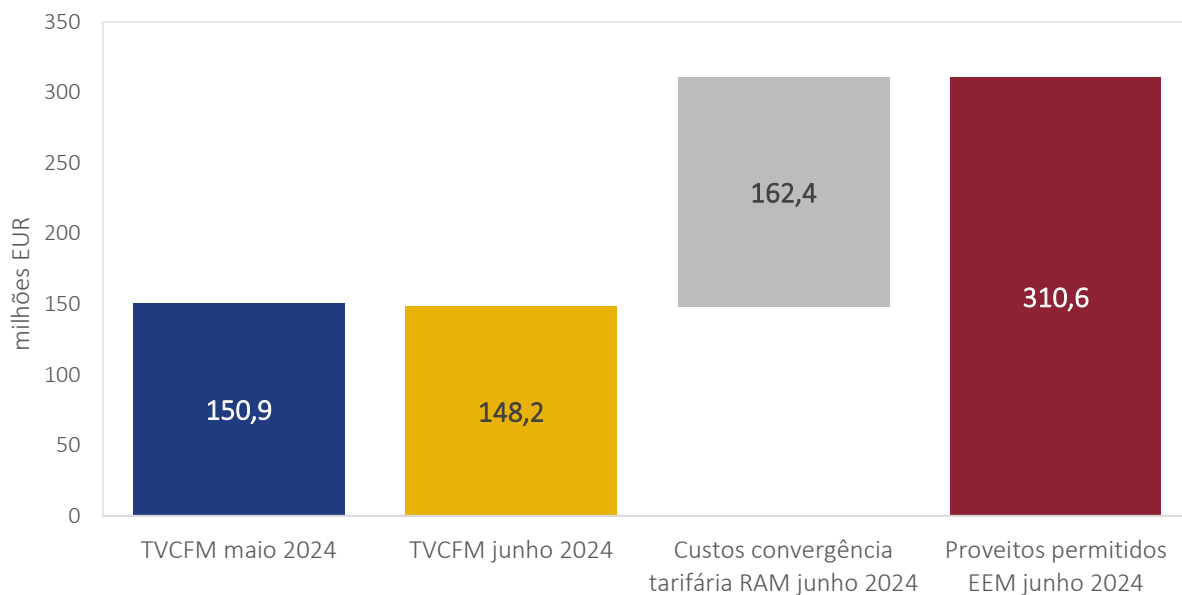
O princípio da convergência tarifária nas Regiões Autónomas pressupõe que os preços pagos pela energia elétrica pelos consumidores da região autónoma sejam iguais aos que seriam pagos com a aplicação das tarifas de Portugal continental a esses mesmos fornecimentos.

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 2024 encontra-se descrito no documento «Estrutura Tarifária do Setor Elétrico em 2024» e na secção 5.8 deste documento.

Na Figura 4-2 apresentam-se os proveitos a recuperar em 2024 pelas tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM evidenciando-se os custos com a convergência tarifária na RAM, a incluir na tarifa de UGS.

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



TVCFM maio 2024 - Proveitos obtidos com a aplicação da TVCF da RAM em maio de 2024

TVCFM junho 2024 - Proveitos obtidos com a aplicação das TVCF da RAM em junho de 2024

A TVCFM de maio de 2024 e de junho de 2024 é aplicada às receitas e quantidades anualizadas do respetivo mês

A aplicação em junho 2024 na Região Autónoma da Madeira de tarifas de Venda a Clientes Finais iguais às de maio de 2024 proporcionaria 150,9 milhões de euros. A aplicação das tarifas aditivas do Continente, com preços de junho de 2024, proporcionaria 148,2 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 junho de 2024, resultantes do mecanismo de convergência para as tarifas aditivas de Portugal continental, apresentam-se nos quadros seguintes.

Quadro 4-41 - 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
		0,0097
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,2258
	Contratada	0,0465
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1214
	Horas cheias	0,1133
	Horas de vazio normal	0,0956
	Horas de super vazio	0,0851
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1137
	Horas cheias	0,1089
	Horas de vazio normal	0,0936
	Horas de super vazio	0,0890
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0252
	Capacitiva	0,0189

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTE		PREÇOS
Termo tarifário fixo		EUR/dia
		0,2839
Potência		EUR/(kW.dia)
	Horas de ponta	0,4877
	Contratada	0,0609
Energia ativa		EUR/kWh
Períodos I, IV	Horas de ponta	0,1538
	Horas cheias	0,1420
	Horas de vazio normal	0,1186
	Horas de super vazio	0,1019
Períodos II, III	Horas de ponta	0,1455
	Horas cheias	0,1373
	Horas de vazio normal	0,1164
	Horas de super vazio	0,1061
Energia reativa		EUR/kvarh
	Indutiva	0,0319
	Capacitiva	0,0243

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN (>20,7 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa tri-horária	27,6	1,2051
	34,5	1,4784
	41,4	1,7511
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2996
	Horas cheias	0,1613
	Horas de vazio	0,0888

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	0,1758
	4,6	0,2291
	5,75	0,2802
	6,9	0,3329
	10,35	0,4909
	13,8	0,6476
	17,25	0,8042
	20,7	0,9608
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1654
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1986
	Horas de vazio	0,1068
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2366
	Horas cheias	0,1738
	Horas de vazio	0,1068

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	0,0708
	2,3	0,1264
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1624
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1986
	Horas de vazio	0,1068
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2366
	Horas cheias	0,1738
	Horas de vazio	0,1068

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($IP \leq 41,4$ kVA e $> 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0429
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2996
	Horas cheias	0,1613
	Horas de vazio	0,0888

TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM EM BTN ($IP \leq 20,7$ kVA)		PREÇOS
Potência		EUR/(kW.dia)
Contratada		0,0496
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1654
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1986
	Horas de vazio	0,1068
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2366
	Horas cheias	0,1738
	Horas de vazio	0,1068

4.16 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.

Nos termos do Decreto-Lei n.º 15/2022, na redação vigente, a tarifa social é 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.

Para o ano de 2024 foi estabelecido um desconto de 33,8% sobre as tarifas Transitórias de Venda a Clientes Finais, nos termos do [Despacho n.º 10557/2023](#), de 16 de outubro, 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 ⁷⁹, ainda que não beneficiem de qualquer prestação social.

No Quadro 4-42 apresenta-se a previsão para o número de beneficiários com tarifa social em 2024 e o montante anualizado do desconto, revisto com os preços a vigorar a partir de 1 de junho de 2024 ⁸⁰. O número de clientes beneficiários da tarifa Social de eletricidade em Portugal continental, para o ano de 2024, tem como base a informação recebida dos vários comercializadores, no âmbito da monitorização de preços do mercado retalhista de eletricidade. Nas Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira adotam-se as previsões da EDA e da EEM.

Quadro 4-42 - Clientes beneficiários da tarifa social e valor global anualizado do desconto

	N.º de clientes beneficiários de tarifa social	Desconto (Mil €)
Portugal continental	839 079	129 768
RA Açores	18 203	3 240
RA Madeira	20 422	3 409

4.16.1 TARIFA SOCIAL DE ACESSO ÀS REDES

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 junho de 2024.

De acordo com os valores publicados no Quadro 4-43 verifica-se que os preços de energia ativa, em horas de vazio e horas cheias, são negativos. Comparativamente com anos anteriores, em 2024 os preços de potência contratada da tarifa social de Acesso às Redes não são nulos. Esta decisão visa assegurar variações

⁷⁹ Considera-se economicamente vulnerável o cliente final que integre um agregado familiar cujo rendimento total anual seja igual ou inferior a 6 272,64 euros, acrescido de 50 % por cada elemento do agregado familiar que não aufera qualquer rendimento, incluindo o próprio, até um máximo de 10.

⁸⁰ Os montantes dos custos com a tarifa social alteram-se devido à nova previsão dos mesmos referentes ao próprio ano de 2024. Para efeitos do montante do desconto da tarifa social, em milhares de euros, o valor a considerar entre junho e dezembro de 2024 deverá ser sete doze avos do previsto no Quadro 4-42.

preço a preço mais próximas da variação média da tarifa social de Venda a Clientes Finais, harmonizando assim o impacto tarifário entre os diferentes clientes vulneráveis.

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 4-43 - 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	0,0220
	2,3	0,0440
	3,45	0,0661
	4,6	0,0881
	5,75	0,1101
	6,9	0,1321
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0152
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0387
	Horas de vazio	-0,0316
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,2117
	Horas cheias	-0,0067
	Horas de vazio	-0,0316

Os valores do desconto da tarifa social a aplicar às entregas a clientes economicamente vulneráveis, a partir de 1 de junho de 2024, são os seguintes:

Quadro 4-44 - 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	0,0311
	2,3	0,0623
	3,45	0,0933
	4,6	0,1244
	5,75	0,1556
	6,9	0,1867
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,0473
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,0473
	Horas de vazio	0,0473
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,0473
	Horas cheias	0,0473
	Horas de vazio	0,0473

Os valores indicados no Quadro 4-44 resultam da diferença entre os valores das tarifas de Acesso às Redes em BTN ≤ 6,9 kVA referidas no Quadro 4-16 e as tarifas sociais de Acesso às Redes referidas no Quadro 4-43, sendo de aplicação obrigatória a cada oferta comercial disponibilizada por cada comercializador.

4.16.2 TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS DOS COMERCIALIZADORES DE ÚLTIMO RECURSO

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 junho de 2024, são os seguintes:

Quadro 4-45 - Preços da tarifa social de Venda a Clientes Finais do comercializador de último recurso em Portugal continental

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 6,9 kVA e > 2,3 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	3,45	0,0812
	4,6	0,1027
	5,75	0,1238
	6,9	0,1450
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1151
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1494
	Horas de vazio	0,0599
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1925
	Horas cheias	0,1267
	Horas de vazio	0,0599

TARIFA SOCIAL DE VENDA A CLIENTES FINAIS EM BTN (≤ 2,3 kVA)		PREÇOS
Potência contratada		EUR/dia
Tarifa simples, bi-horária e tri-horária	1,15	0,0519
	2,3	0,0757
Energia ativa		EUR/kWh
Tarifa simples		0,1103
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1494
	Horas de vazio	0,0599
Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1925
	Horas cheias	0,1267
	Horas de vazio	0,0599

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma dos Açores, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024, são os seguintes:

Quadro 4-46 - 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		0,0835
	4,6		0,1063
	5,75		0,1261
	6,9		0,1481
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1202
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1529
	Horas de vazio		0,0599
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1942
	Horas cheias		0,1263
	Horas de vazio		0,0599

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		0,0423
	2,3		0,0702
Energia ativa			EUR/kWh
Tarifa simples			0,1159
Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio		0,1529
	Horas de vazio		0,0599
Tarifa tri-horária	Horas de ponta		0,1942
	Horas cheias		0,1263
	Horas de vazio		0,0599

Os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais a aplicar aos fornecimentos a clientes economicamente vulneráveis pela empresa responsável pela rede elétrica na Região Autónoma da Madeira, a vigorarem a partir de 1 de junho de 2024, são os seguintes:

Quadro 4-47 - 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	0,0825
		4,6	0,1047
		5,75	0,1246
		6,9	0,1462
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1181
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1513
		Horas de vazio	0,0595
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1893
		Horas cheias	0,1265
		Horas de vazio	0,0595

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	0,0397
		2,3	0,0641
Energia ativa			EUR/kWh
	Tarifa simples		0,1151
	Tarifa bi-horária	Horas de fora de vazio	0,1513
		Horas de vazio	0,0595
	Tarifa tri-horária	Horas de ponta	0,1893
		Horas cheias	0,1265
		Horas de vazio	0,0595

5 ANÁLISE DOS IMPACTES TARIFÁRIOS

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

Os impactes tarifários são avaliados na perspetiva da evolução dos preços médios ⁸¹ (secções 5.1 a 5.7): (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 no âmbito do fornecimento supletivo; (vi) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA; e (vii) das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAM. Adicionalmente são ainda apresentadas análises sobre a convergência para a tarifa aditiva (secção 5.8) e sobre os custos de política energética, de sustentabilidade e de interesse económico geral (secção 5.9).

Relativamente à evolução dos preços médios nas secções 5.1 até 5.7 importa explicitar os critérios adotados para decompor as variações dos preços médios entre maio e junho de 2024, designadamente pela identificação de dois estados distintos:

- **«Tarifas maio de 2024, consumos 2024»:** O primeiro estado corresponde à situação até maio de 2024, isto é, assume as quantidades e as tarifas previstas para 2024, conforme o documento «Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e Outros Serviços em 2024» publicado pela ERSE.
- **«Tarifas junho de 2024, consumos 2024»:** O segundo estado incorpora a estrutura e o nível de consumos previstos para o ano de 2024, assumindo as tarifas de junho a dezembro de 2024.

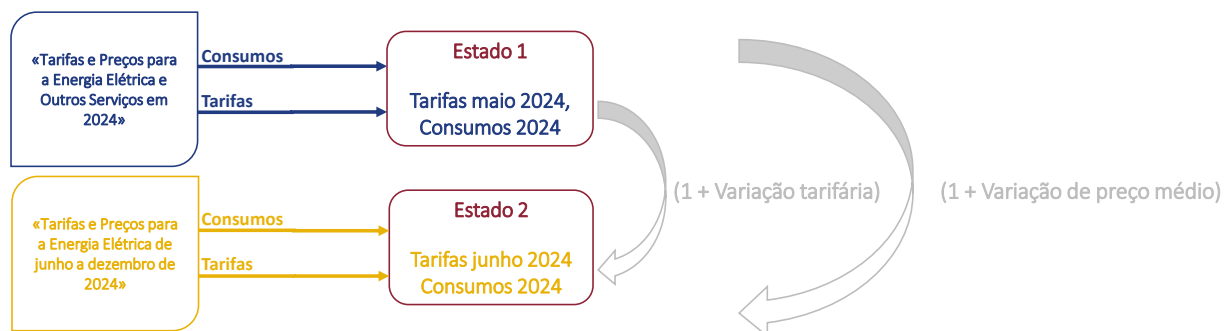
Com esta separação é possível identificar o efeito que afeta a variação dos preços médios das tarifas. A variação do preço médio representa a conjugação da variação dos preços das tarifas (variação tarifária) com a alteração do cabaz das quantidades vendidas (efeito consumo). No presente documento, o efeito consumo é nulo, uma vez que se assumem quantidades iguais para todo o ano 2024. Em termos algébricos, a variação de preço médio em maio de 2024 (estado 1) e a variação de preço médio em junho de 2024 (estado 2) depende apenas da variação tarifária, uma vez que o efeito consumo é nulo, e pode ser representado através da seguinte equação ⁸²:

⁸¹ 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).

⁸² Se o efeito consumo não fosse nulo, a equação seria: $(1 + \text{Variação de preço médio}) = (1 + \text{Variação tarifária}) \times (1 + \text{Efeito consumo})$. Nesse caso, para variações reduzidas, por exemplo, inferiores a 2%, esta equação poderia ser aproximada da seguinte forma: $\text{Variação de preço médio} \approx \text{Variação tarifária} + \text{Efeito consumo}$.

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

Figura 5-1 - Decomposição da variação do preço médio





5.1 TARIFAS POR ATIVIDADE

5.1.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE MAIO DE 2024 E JUNHO DE 2024

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas das atividades reguladas pela ERSE entre maio de 2024 e junho de 2024.

A Figura 5-2 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para as várias tarifas que compõem a tarifa de Acesso às Redes, a qual é suportada por todos os consumidores do mercado elétrico, incluindo o mercado liberalizado e o mercado regulado. A figura identifica que a tarifa de Uso Global do Sistema apresenta um acréscimo muito significativo do preço médio entre maio de 2024 e junho de 2024. Tal como descrito anteriormente, para o acréscimo da UGS contribuem as duas rubricas de custos, o diferencial de custo com a PRG e o diferencial de custo com os CAE, que serão superiores ao inicialmente previsto na fixação das tarifas de 2024 em vigor. De referir que a tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT, a tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT, a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT e a tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT não sofrem alterações em junho de 2024 face a maio de 2024.

Figura 5-2 - Decomposição da variação do preço médio nas parcelas da tarifa de Acesso às Redes

Tarifa	Preço médio maio de 2024	Preço médio junho de 2024	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Uso Global do Sistema	0,0109 EUR/kWh Receitas: 510 137 mil EUR Quantidades: 46 781 GWh	0,0317 EUR/kWh Receitas: 1 481 058 mil EUR Quantidades: 46 781 GWh	190,3% 	190,3% 	0,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em MAT	0,0036 EUR/kWh Receitas: 8 348 mil EUR Quantidades: 2 316 GWh	0,0036 EUR/kWh Receitas: 8 348 mil EUR Quantidades: 2 316 GWh	0,0%	0,0%	0,0%
Tarifa de Uso da Rede de Transporte em AT	0,0077 EUR/kWh Receitas: 342 860 mil EUR Quantidades: 44 466 GWh	0,0077 EUR/kWh Receitas: 342 860 mil EUR Quantidades: 44 466 GWh	0,0%	0,0%	0,0%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em AT	0,0019 EUR/kWh Receitas: 83 237 mil EUR Quantidades: 44 466 GWh	0,0019 EUR/kWh Receitas: 83 237 mil EUR Quantidades: 44 466 GWh	0,0%	0,0%	0,0%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em MT	0,0087 EUR/kWh Receitas: 326 378 mil EUR Quantidades: 37 527 GWh	0,0087 EUR/kWh Receitas: 326 378 mil EUR Quantidades: 37 527 GWh	0,0%	0,0%	0,0%
Tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT	0,0314 EUR/kWh Receitas: 693 472 mil EUR Quantidades: 22 090 GWh	0,0314 EUR/kWh Receitas: 693 472 mil EUR Quantidades: 22 090 GWh	0,0%	0,0%	0,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Os preços médios de maio de 2024 e de junho de 2024 referem-se às receitas e quantidades anualizadas, para o total do ano 2024, do respetivo mês.

A Figura 5-3 apresenta a variação do preço médio e as respetivas decomposições para a tarifa de Energia e a tarifa de Comercialização⁸³, 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 decréscimo significativo, de -25,1% do preço médio em junho de 2024, face à revisão do preço estimado de energia elétrica no mercado grossista.

A tarifa de Comercialização não sofre qualquer alteração em junho de 2024 face a maio de 2024.

⁸³ 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.

Figura 5-3 - Decomposição da variação do preço médio nas tarifas de Energia e de Comercialização

Tarifa	Preço médio maio de 2024	Preço médio junho de 2024	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Energia	0,1199 EUR/kWh Receitas: 351 919 mil EUR Quantidades: 2 935 GWh	0,0898 EUR/kWh Receitas: 263 684 mil EUR Quantidades: 2 935 GWh	-25,1%	-25,1%	0,0%
Tarifa de Comercialização	0,0086 EUR/kWh Receitas: 25 367 mil EUR Quantidades: 2 935 GWh	0,0086 EUR/kWh Receitas: 25 367 mil EUR Quantidades: 2 935 GWh	0,0%	0,0%	0,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Os preços médios de maio de 2024 e de junho de 2024 referem-se às receitas e quantidades anualizadas, para o total do ano 2024, do respetivo mês.

5.2 TARIFA DE ACESSO ÀS REDES

5.2.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE MAIO DE 2024 E JUNHO DE 2024

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 maio de 2024 e junho de 2024. Apresenta-se igualmente a estrutura deste preço médio, discriminada por atividade regulada.

A Figura 5-4 apresenta a variação do preço médio da tarifa de Acesso às Redes. O acréscimo de significativo de +49,4% no preço médio da tarifa de Acesso às Redes, entre maio de 2024 e junho de 2024, justifica-se pelo acréscimo da tarifa de Uso Global do Sistema (capítulo 5.1.1) decorrente do aumento dos CIEG.

Figura 5-4 - Evolução do preço médio das tarifas de Acesso às Redes

Tarifa	Preço médio maio de 2024	Preço médio junho de 2024	Variação preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Acesso às Redes	0,0420 EUR/kWh Receitas: 1 964 433 mil EUR Quantidades: 46 781 GWh	0,0627 EUR/kWh Receitas: 2 935 353 mil EUR Quantidades: 46 781 GWh	49,4%	49,4%	0,0%

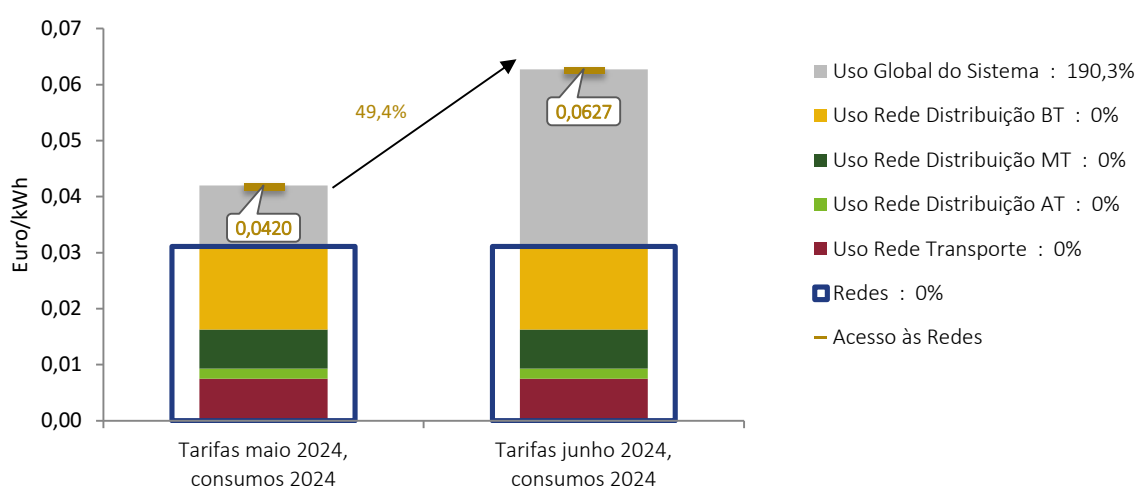
Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Os preços médios de maio de 2024 e de junho de 2024 referem-se às receitas e quantidades anualizadas, para o total do ano 2024, do respetivo mês.

Na legenda da Figura 5-5, apresentam-se as variações tarifárias por atividade: 0% para o Uso da Rede de Transporte, para o Uso da Rede de Distribuição em AT, para o Uso da Rede de Distribuição em MT, para o

Uso da Rede de Distribuição em BT e +190,3% para o Uso Global do Sistema, sendo esta última tarifa a única que é revista em junho de 2024.

Em dezembro de 2023, a ERSE tinha anunciado um acréscimo das tarifas de Acesso às Redes de +277,0% em 2024. Devido à revisão, em junho, dos preços de energia e consequente impacto na tarifa de Uso Global do Sistema, a variação da tarifa de Acesso às Redes em junho de 2024, face a maio de 2024, será de +49,4%.

Figura 5-5 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes



Em seguida, apresentam-se as figuras com a evolução tarifária das tarifas de Acesso às Redes, entre maio de 2024 e junho de 2024, para os diferentes níveis de tensão, com discriminação por atividade. Regista-se uma variação tarifária da tarifa de Acesso às Redes de +67,3% em MAT, +57,5% em AT, +49,3% em MT, +45,6% em BTE e de +49,3% em BTN.

Figura 5-6 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MAT

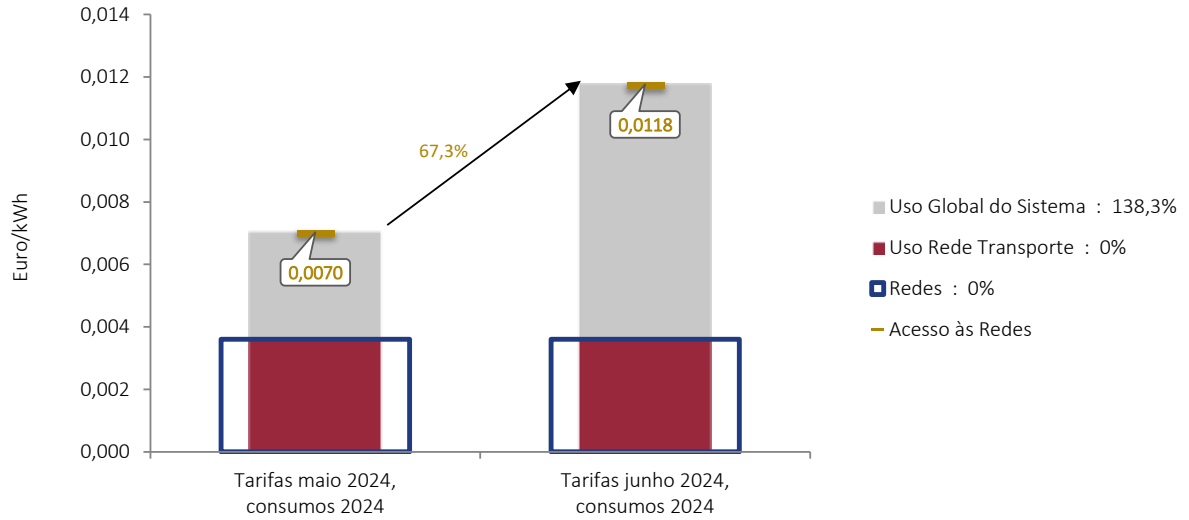


Figura 5-7 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em AT

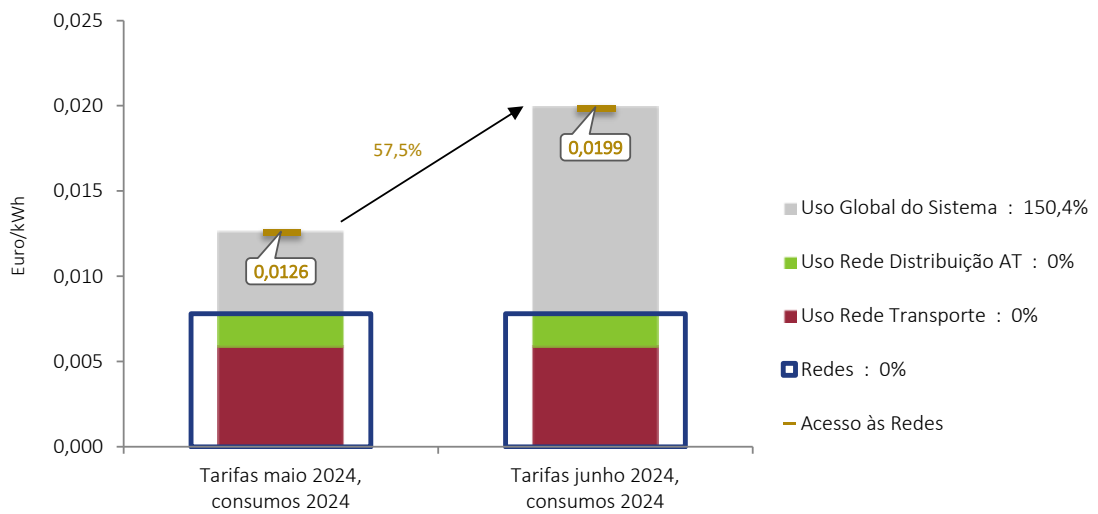


Figura 5-8 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em MT

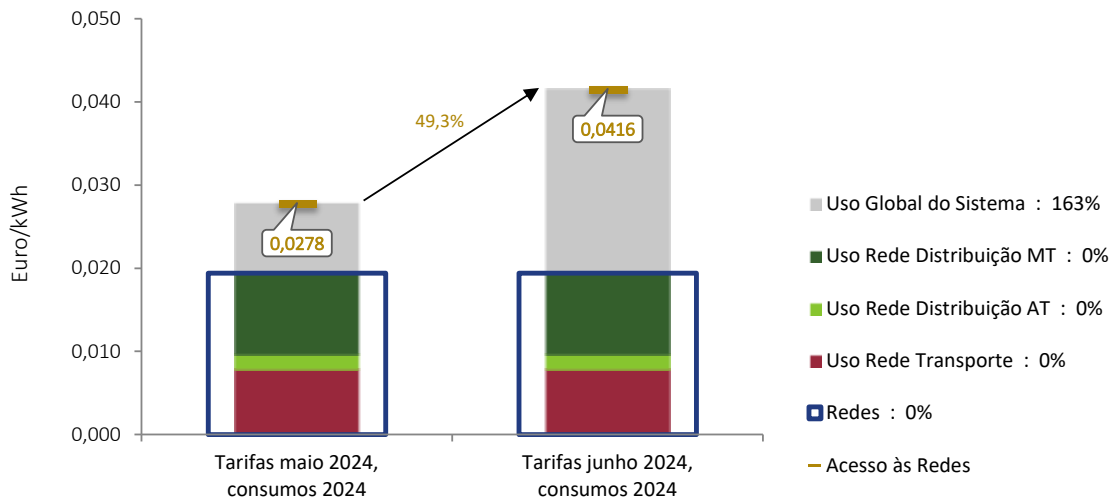


Figura 5-9 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTE

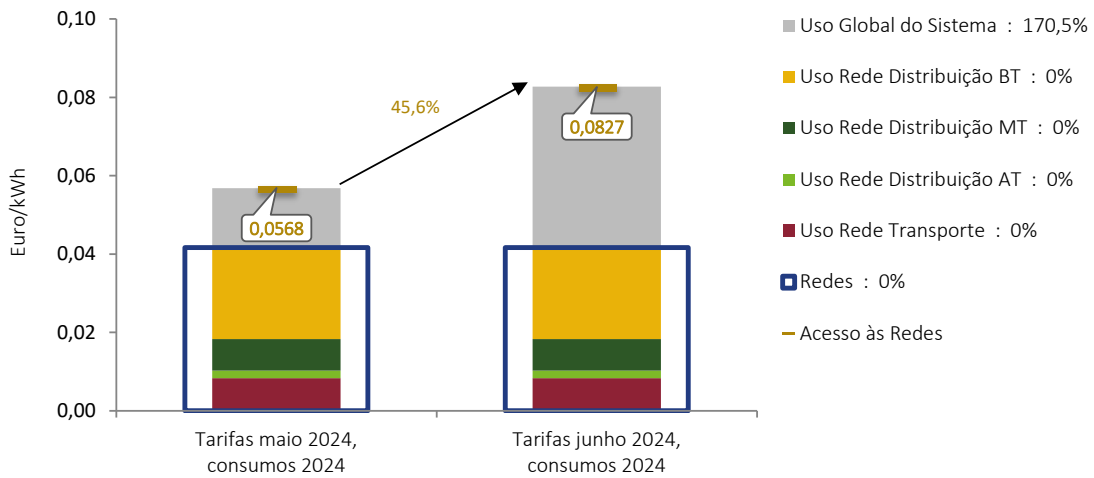
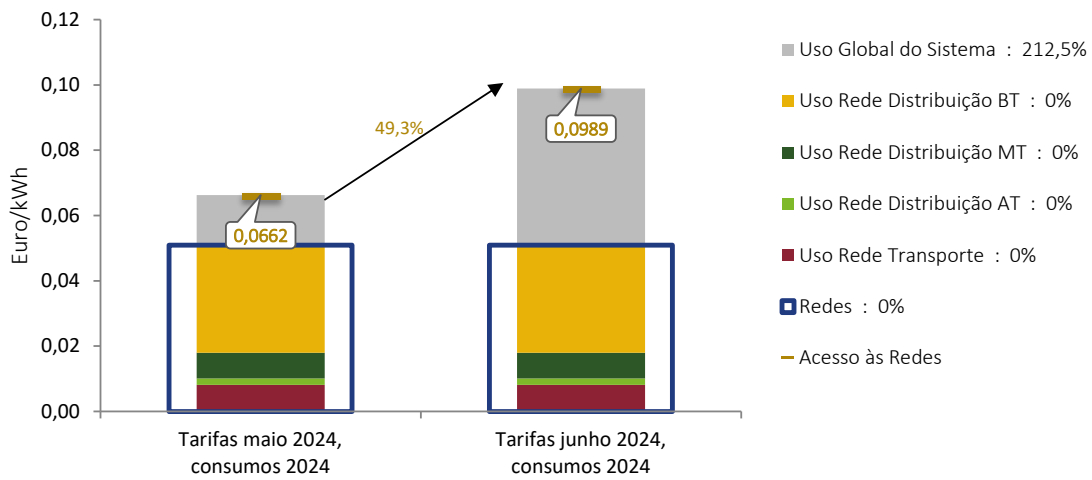


Figura 5-10 - Evolução da estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em BTN



5.2.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM JUNHO DE 2024

Na Figura 5-11, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio das tarifas de Acesso às Redes para junho de 2024.

Na Figura 5-12 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão, em junho de 2024.

Figura 5-11 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes,
decomposição por atividade em junho de 2024

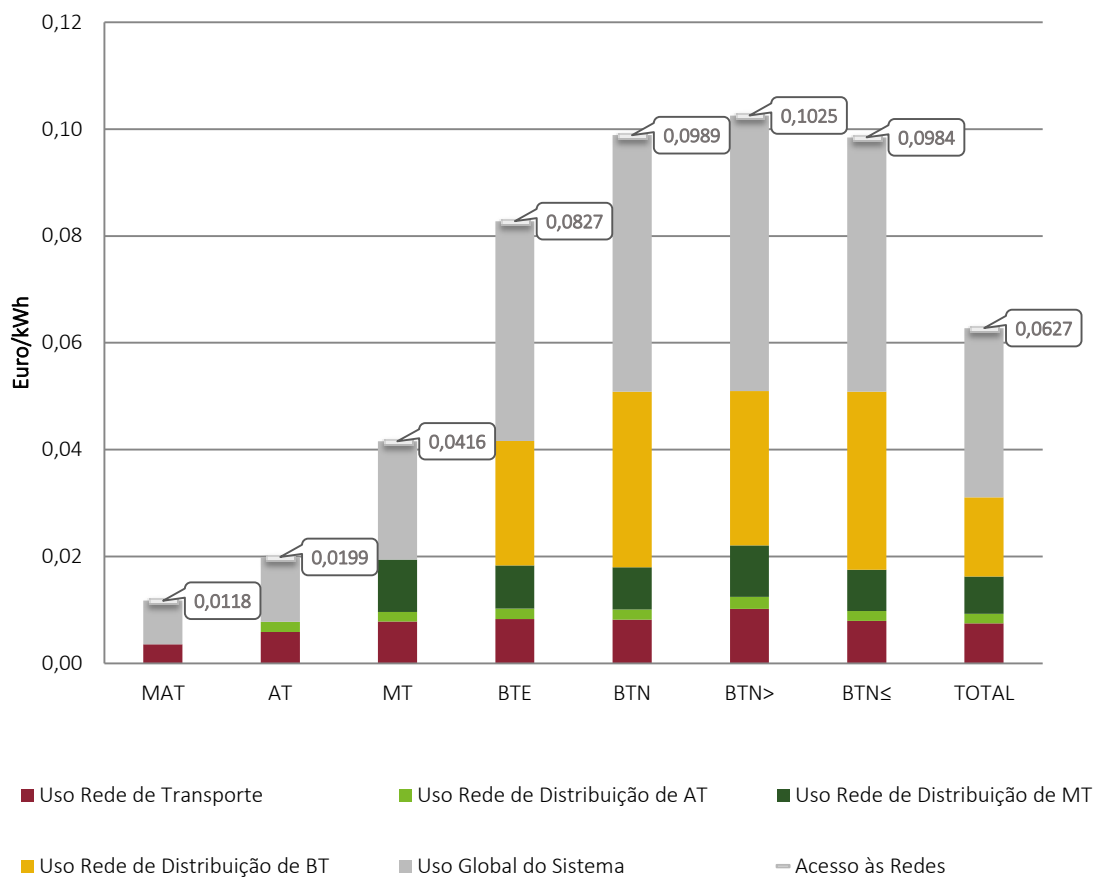
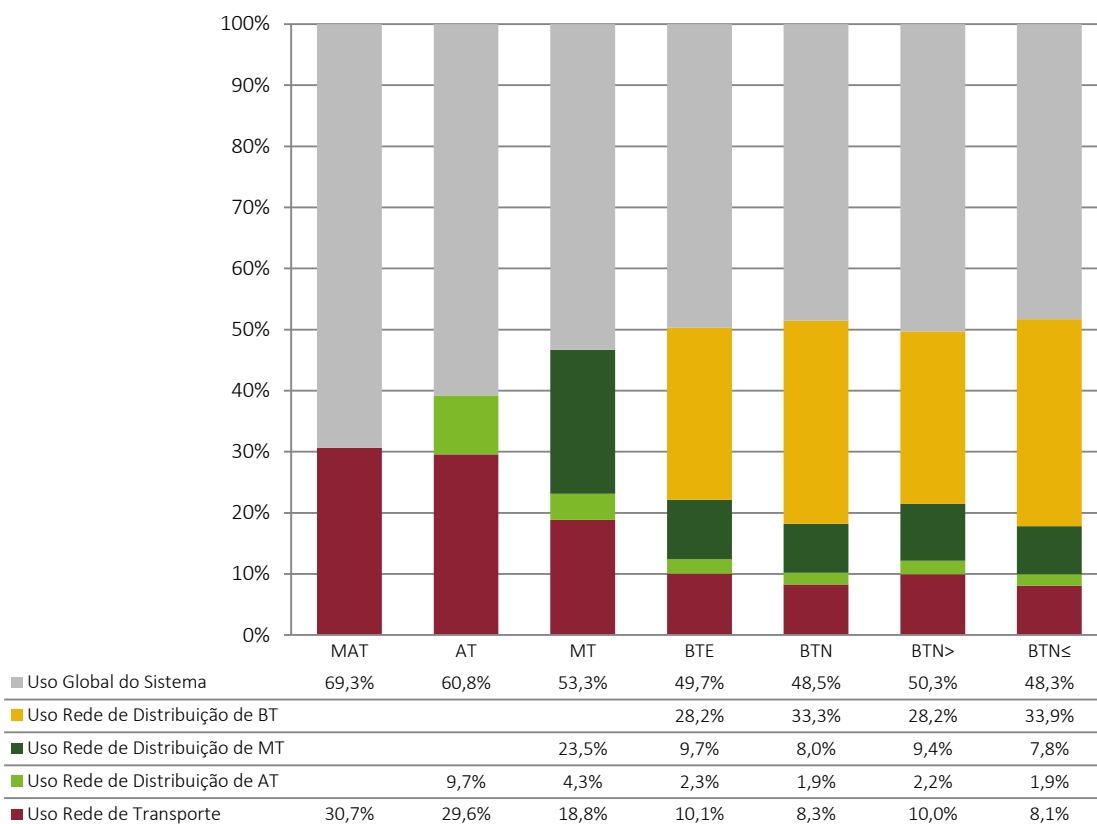


Figura 5-12 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes, decomposição por atividade em junho de 2024



Na Figura 5-13 e na Figura 5-14 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 Gestão do Sistema e na parcela de CIEG.

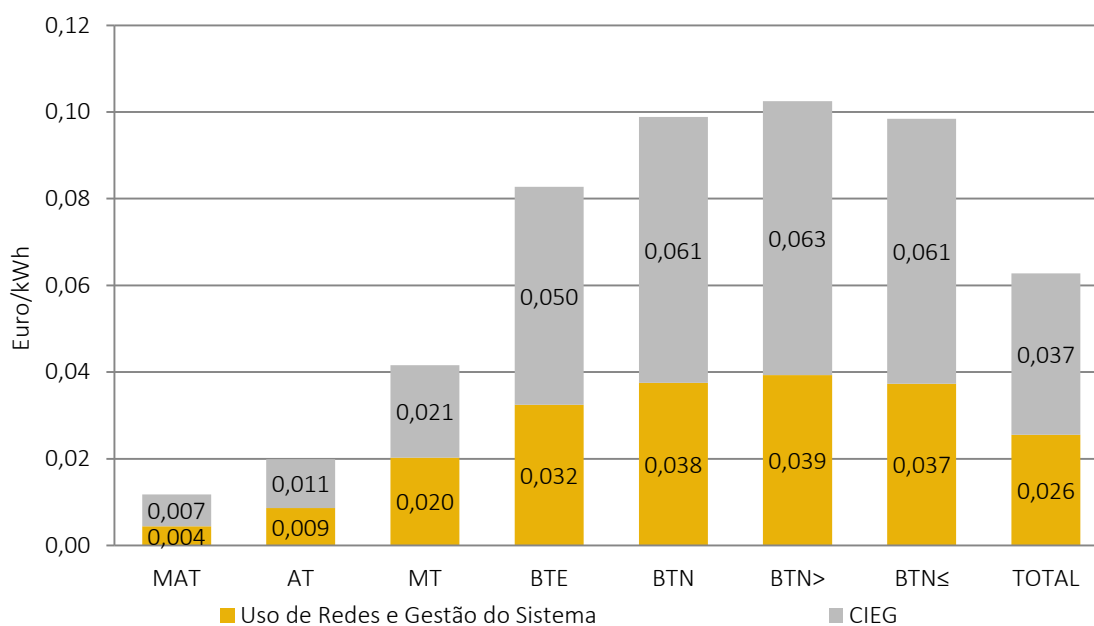
Os CIEG correspondem aos encargos decorrentes da adoção de medidas de política energética e ambiental e incluem:

- Os custos considerados na parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, nomeadamente, (i) o diferencial de custo com a aquisição de energia aos produtores de eletricidade a partir de fontes de energia renováveis que beneficiem de regimes de remuneração garantida ou com outros regimes

bonificados de apoio à remuneração (PRG) ⁸⁴, (ii) o diferencial de custo com a aquisição de energia ao abrigo dos Contratos de Aquisição de Energia (CAE) vigentes, (iii) os encargos decorrentes dos CMEC, (iv) os montantes decorrentes dos mecanismos de capacidade, (v) o diferencial de custo decorrente da convergência tarifária entre o território nacional continental e as Regiões Autónomas da Madeira e dos Açores, (vi) os encargos dos Planos de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia (PPEC), (vii) os montantes respeitantes à sustentabilidade dos mercados e os sobreprojeitos decorrentes da extinção das tarifas reguladas ou transitórias, (viii) os encargos com a remuneração dos terrenos do domínio público hídrico, e, ainda as medidas de contenção tarifária do SEN.

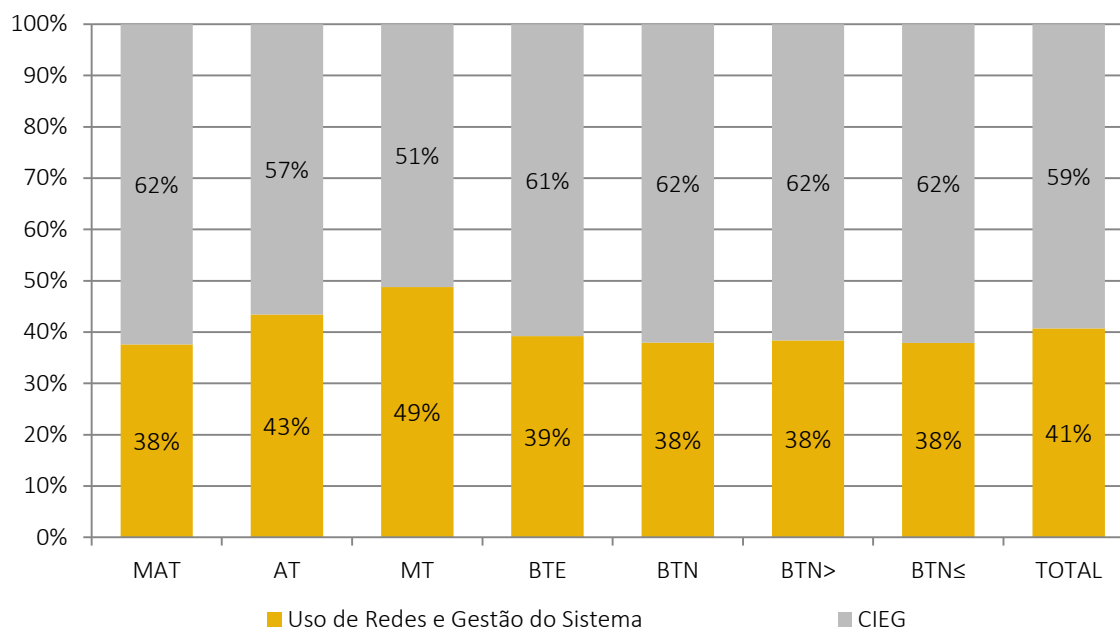
- Os custos considerados na tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT, que se referem às rendas pagas aos municípios pela concessão da atividade de distribuição de eletricidade em BT.

Figura 5-13 - Preço médio das tarifas de Acesso às Redes em junho de 2024



⁸⁴ Este diferencial de custo subdivide-se no diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, e no diferencial de custo com a PRE não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.

Figura 5-14 - Estrutura do preço médio das tarifas de Acesso às Redes em junho de 2024



5.3 PREÇO MÉDIO DE REFERÊNCIA DE VENDA A CLIENTES FINAIS

5.3.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE MAIO DE 2024 E JUNHO DE 2024

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 maio e junho de 2024. 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.

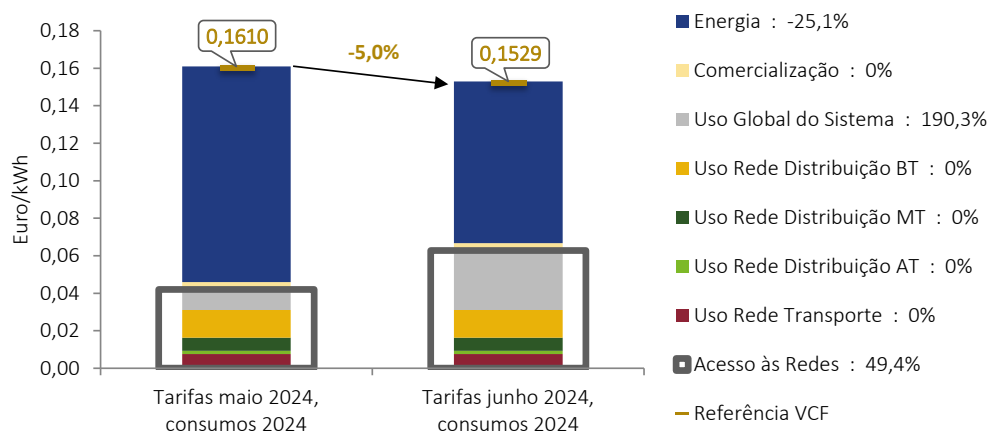
As variações tarifárias apresentadas são determinadas face ao preço médio em maio de 2024.

A variação de -5,0% no preço médio de referência de venda a clientes finais, entre maio de 2024 e junho de 2024, decorre de um decréscimo tarifário de -5,0% (Figura 5-15).

Na legenda da Figura 5-15, apresentam-se também as variações tarifárias por atividade: 0% para o Uso da Rede de Transporte, Uso da Rede de Distribuição em AT, Uso da Rede de Distribuição em MT, Uso da Rede

de Distribuição em BT e para a Comercialização, +190,3% para o Uso Global do Sistema e -25,1% para a Energia.

Figura 5-15 - 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 maio e junho de 2024, 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, apesar do acréscimo acentuado da parcela de Uso Global do Sistema, há uma redução do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT, AT, MT e BTE, causado pelo decréscimo da parcela de energia. Em BTN verifica-se um ligeiro aumento do preço médio (+1,1%).

Figura 5-16 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MAT

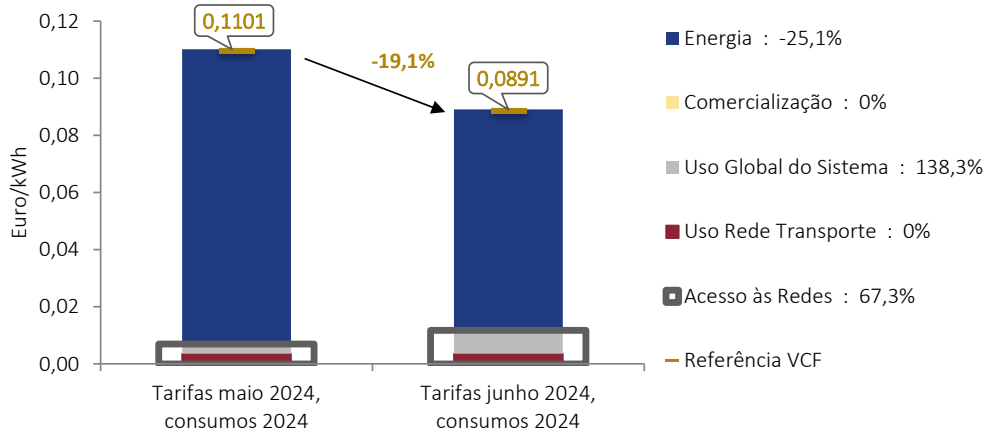


Figura 5-17 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em AT

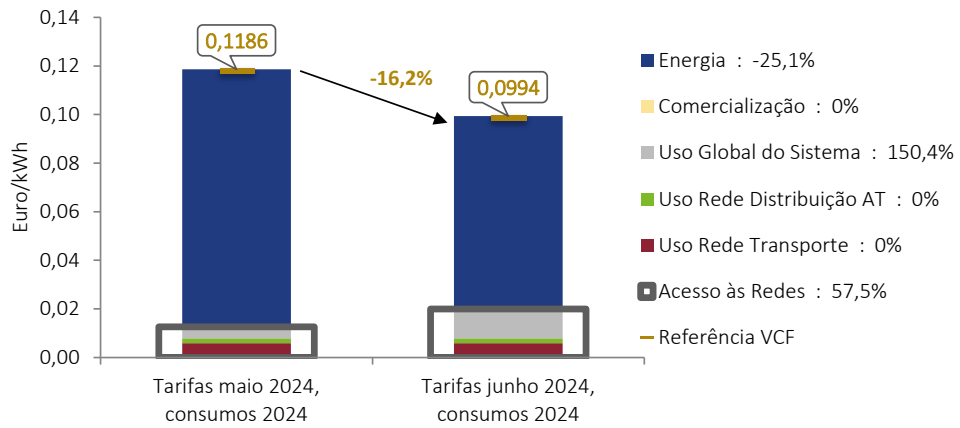


Figura 5-18 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em MT

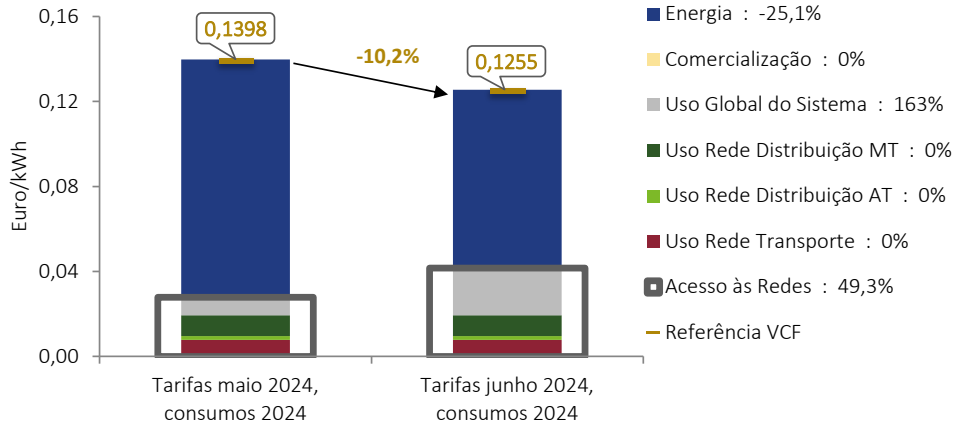


Figura 5-19 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTE

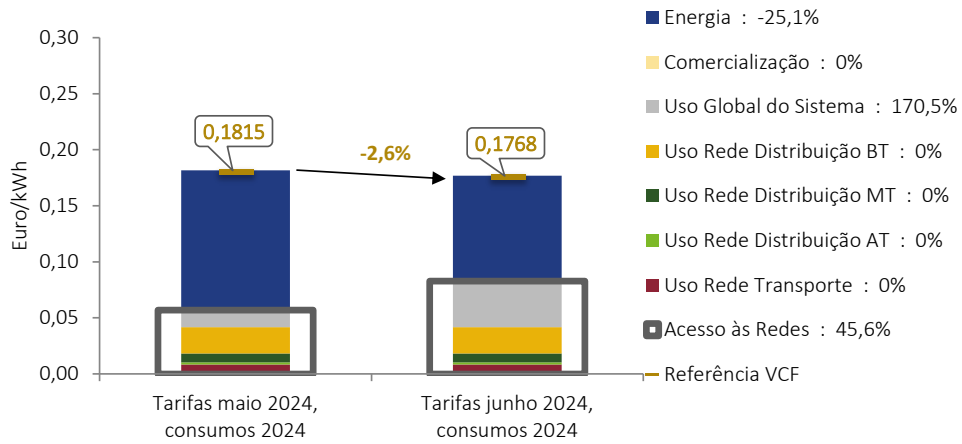
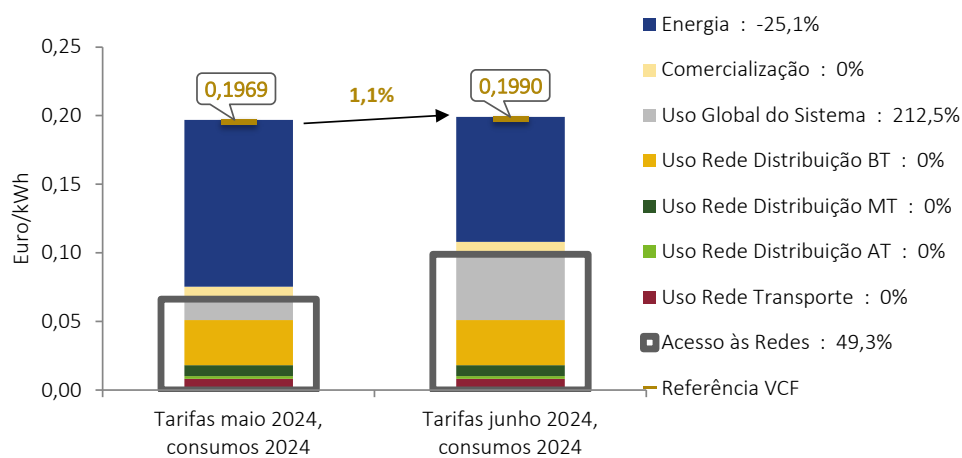


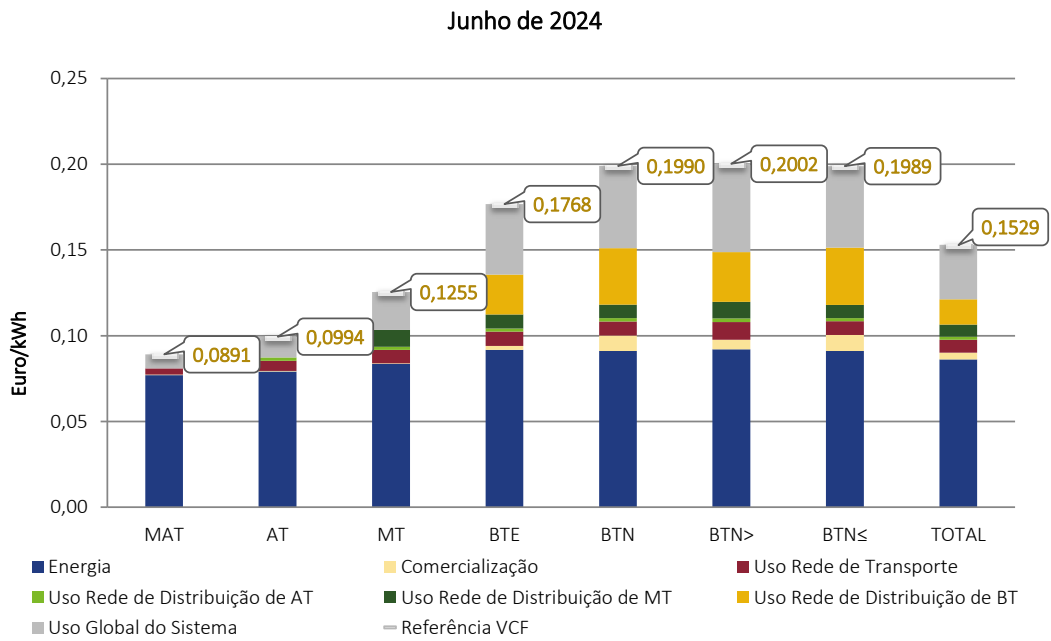
Figura 5-20 - Evolução da estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais em BTN



5.3.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM JUNHO DE 2024

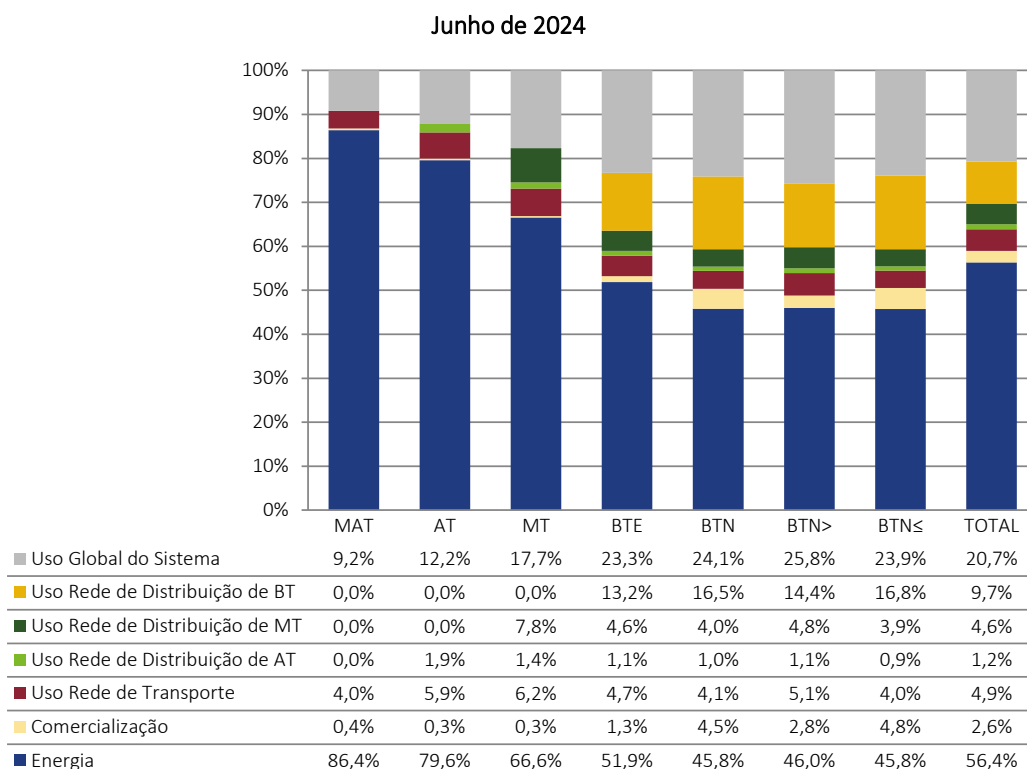
Na Figura 5-21, apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição por atividade regulada do preço médio de referência de venda a clientes finais a vigorar a partir de junho de 2024.

Figura 5-21 - Preço médio de referência de venda a clientes finais,
decomposição por atividade



Na Figura 5-22 apresenta-se a estrutura do preço médio por atividade regulada para cada nível de tensão, em junho de 2024.

Figura 5-22 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais, decomposição por atividade



Na Figura 5-23 e na Figura 5-24, 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 e Gestão de Sistema e na parcela de Custos de Interesse Económico Geral, para junho de 2024.

Figura 5-23 - Preço médio de referência de venda a clientes finais

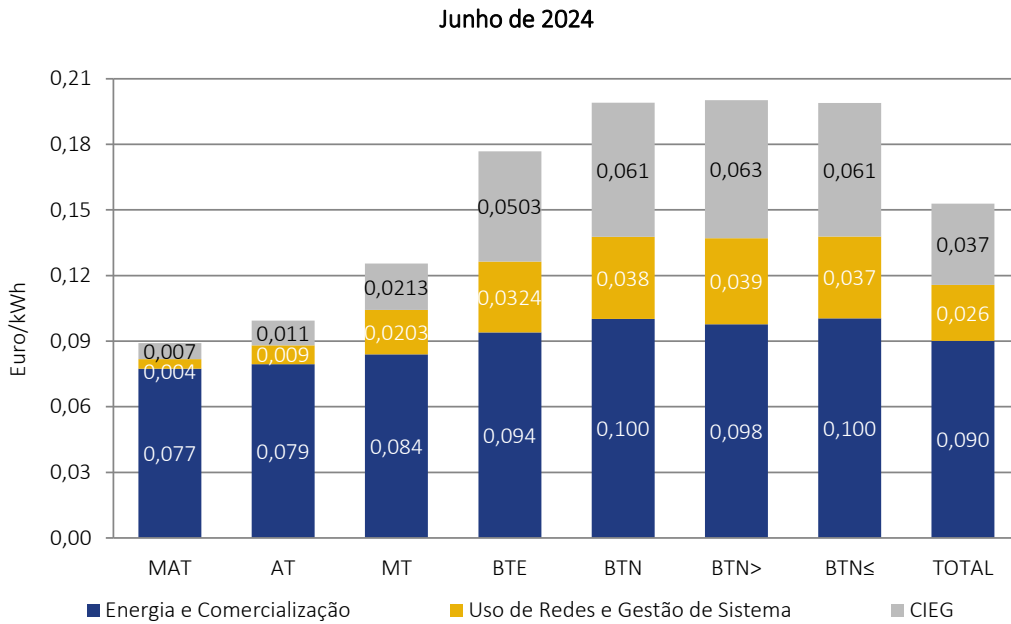
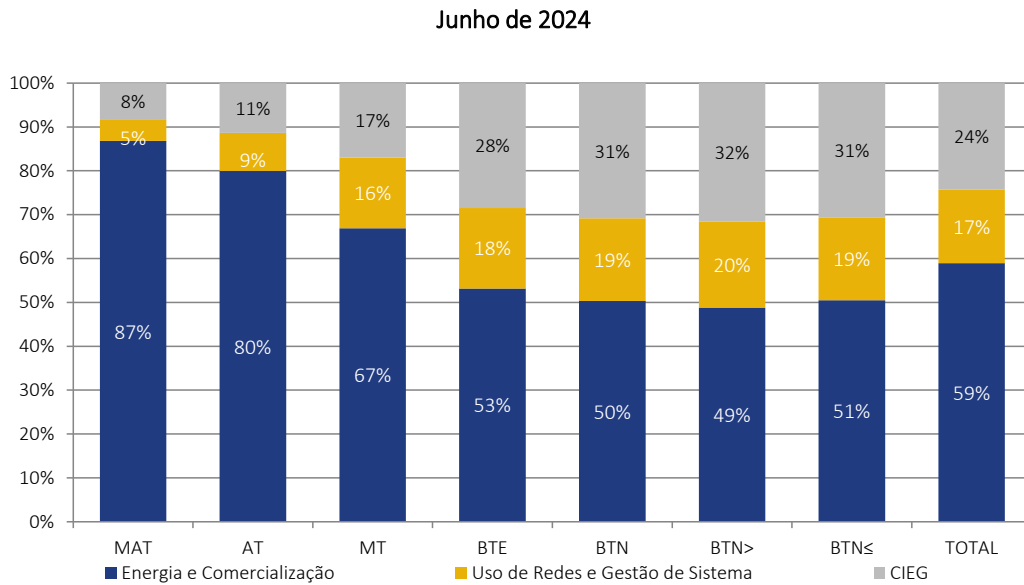


Figura 5-24 - Estrutura do preço médio de referência de venda a clientes finais



5.4 TARIFAS TRANSITÓRIAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS

5.4.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE MAIO DE 2024 E JUNHO DE 2024

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, em BTN, entre maio de 2024 e junho de 2024.

A Figura 5-25 apresenta a variação do preço médio da tarifa transitória de Venda a Clientes Finais em BTN, o efeito da variação tarifária e o efeito consumo. 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 > (potência contratada superior 20,7 kVA) e pelos consumos de BTN ≤ (potência contratada até 20,7 kVA).

Para o conjunto de clientes do mercado regulado em BTN verifica-se a diminuição do preço médio (-0,1%) que resulta da variação tarifária de -0,1%.

Figura 5-25 - Decomposição da variação do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN

Tarifa	Preço médio maio de 2024	Preço médio junho de 2024	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN	0,1895 €/kWh Receitas: 527 140 mil € Quantidades: 2 782 GWh	0,1894 €/kWh Receitas: 526 810 mil € Quantidades: 2 782 GWh	-0,1%	-0,1%	0,0%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1865 €/kWh Receitas: 35 036 mil € Quantidades: 188 GWh	0,1864 €/kWh Receitas: 35 014 mil € Quantidades: 188 GWh	-0,1%	-0,1%	0,0%
• Tarifa transitória de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1897 €/kWh Receitas: 492 104 mil € Quantidades: 2 594 GWh	0,1896 €/kWh Receitas: 491 796 mil € Quantidades: 2 594 GWh	-0,1%	-0,1%	0,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Os preços médios de maio de 2024 e de junho de 2024 referem-se às receitas e quantidades anualizadas, para o total do ano 2024, do respetivo mês.

5.4.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM JUNHO DE 2024

Na Figura 5-26 e na Figura 5-27 apresenta-se a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, em BTN do comercializador de último recurso, a vigorar a partir de junho de 2024. 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 e Uso da Rede de Distribuição) 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, o preço médio pago pelo acesso às redes.

Figura 5-26 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais

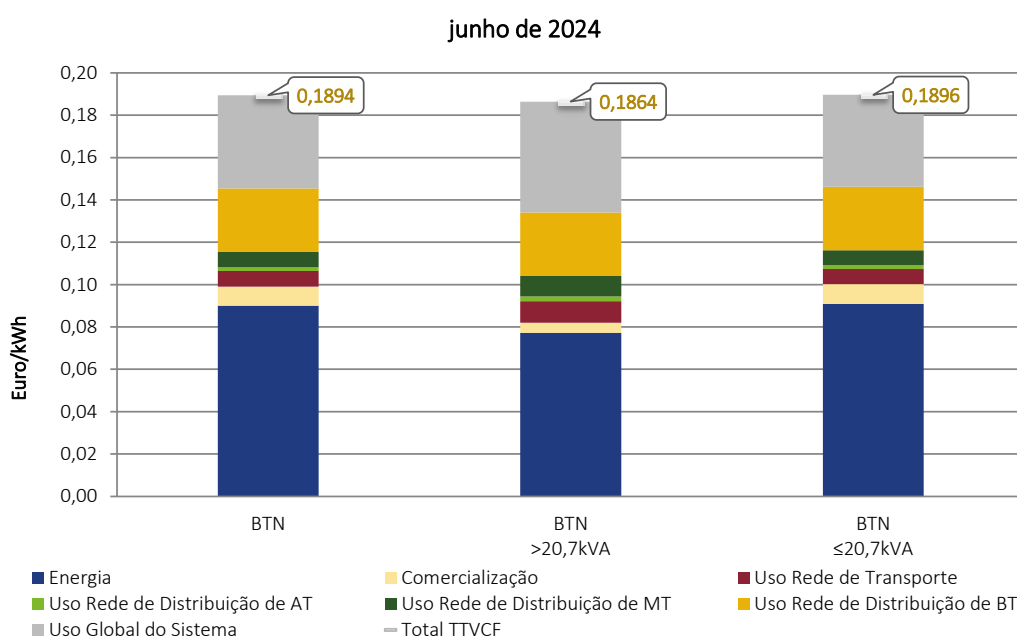
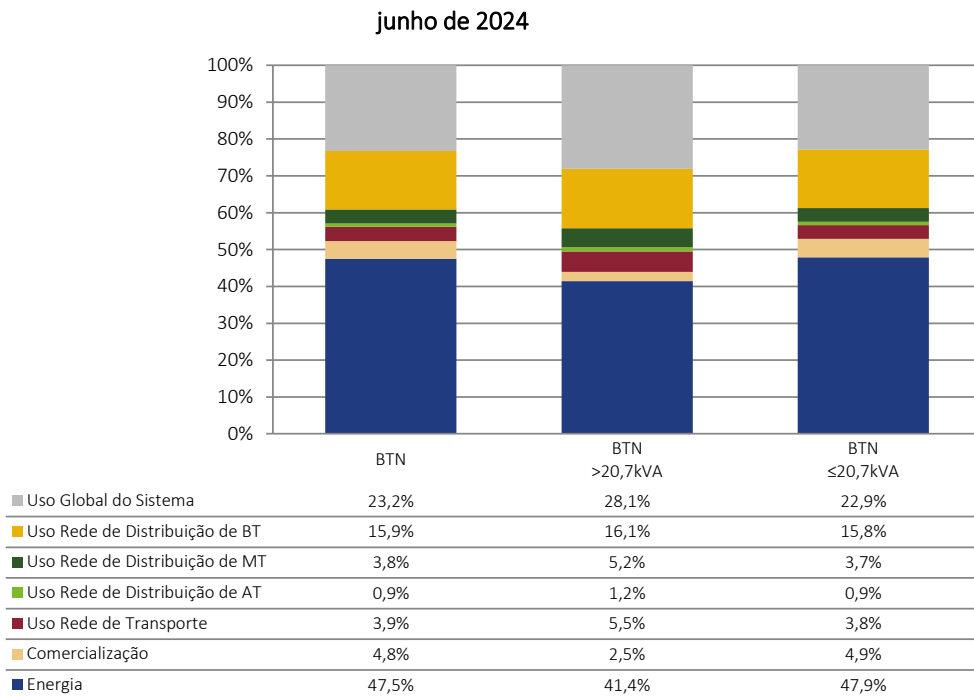


Figura 5-27 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais



Na Figura 5-28 e na Figura 5-29, apresenta-se a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais em BTN nas parcelas: (i) Energia e Fornecimento; (ii) Uso de Redes e (iii) Custos de Interesse Económico Geral, a vigorar a partir de junho de 2024.

Figura 5-28 - Preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas

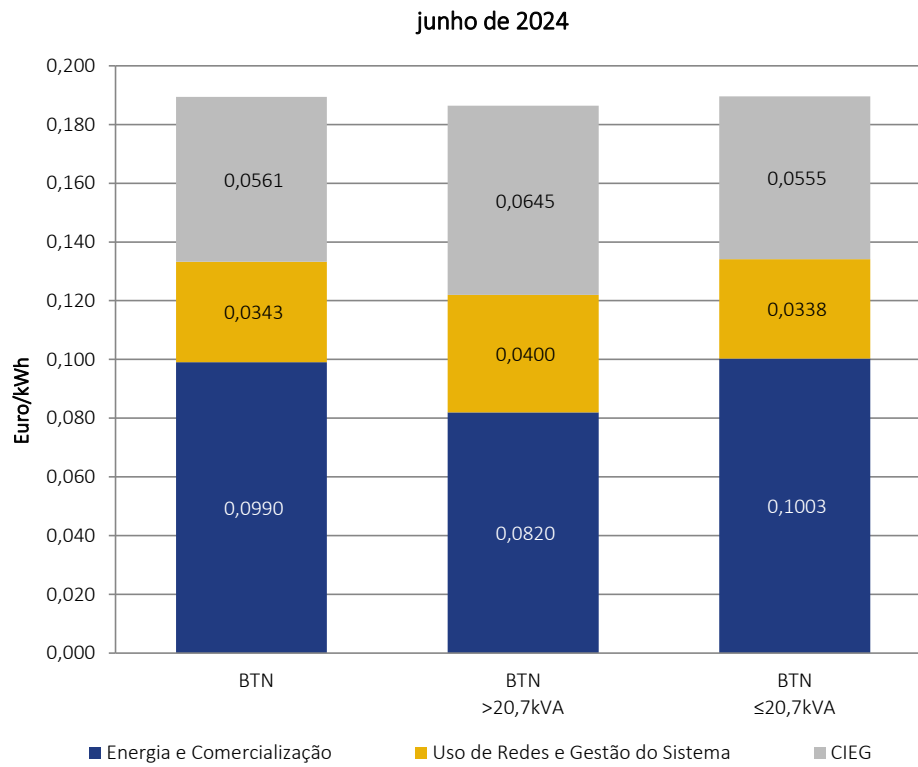
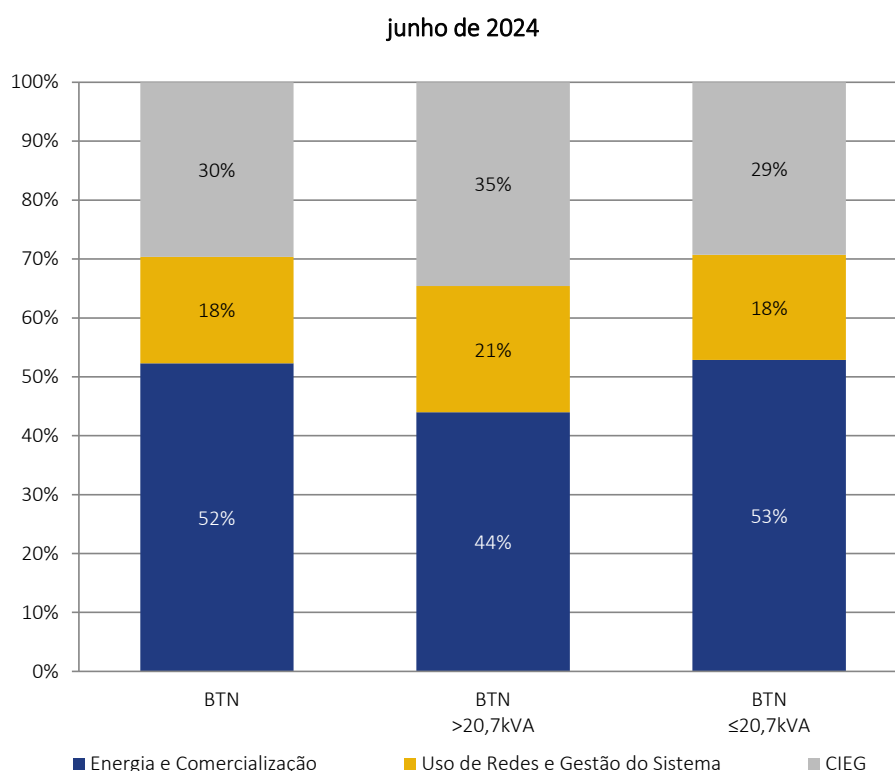


Figura 5-29 - Estrutura do preço médio das tarifas transitórias de Venda a Clientes Finais, decomposto por parcelas



5.5 TARIFA DE VENDA A CLIENTES FINAIS NO ÂMBITO DO FORNECIMENTO SUPLETIVO

5.5.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE MAIO DE 2024 E JUNHO DE 2024

Nesta secção apresenta-se a evolução dos preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE entre maio e junho de 2024.

A Figura 5-30 apresenta a variação do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE, o efeito da variação tarifária e o efeito consumo. O decréscimo do preço médio em todos os níveis de tensão deve-se ao efeito da variação tarifária acentuada, sendo que o efeito consumo não tem impacto na variação do preço médio.

Figura 5-30 - Evolução do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em MAT, AT, MT e BTE

Tarifa	Preço médio maio de 2024	Preço médio junho de 2024	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de venda a clientes finais em MAT	0,1101 €/kWh	0,0891 €/kWh	-19,1%	-19,1%	0,0%
Tarifa de venda a clientes finais em AT	0,1186 €/kWh	0,0994 €/kWh	-16,2%	-16,2%	0,0%
Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1400 €/kWh Receitas: 10 825 mil € Quantidades: 77 GWh	0,1258 €/kWh Receitas: 9 725 mil € Quantidades: 77 GWh	-10,2%	-10,2%	0,0%
Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1822 €/kWh Receitas: 13 909 mil € Quantidades: 76 GWh	0,1774 €/kWh Receitas: 13 545 mil € Quantidades: 76 GWh	-2,6%	-2,6%	0,0%

Nota 1: Variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Os preços médios de maio de 2024 e de junho de 2024 referem-se às receitas e quantidades anualizadas, para o total do ano 2024, do respetivo mês.

Nota 2: Face à ausência de quantidades em MAT e AT no ano 2024, o preço médio foi estimado a partir da estrutura de consumos do mercado liberalizado para esses níveis de tensão.

5.5.2 ESTRUTURA DO PREÇO MÉDIO EM JUNHO DE 2024

Na Figura 5-31 e na Figura 5-32 apresenta-se para cada nível de tensão a decomposição e a estrutura, por atividade regulada, do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE, do comercializador de último recurso. A decomposição apresentada pressupõe que os preços a pagar pelo acesso às redes coincidem com os preços das tarifas por atividade incluídas nas tarifas de Acesso às Redes (Uso Global do Sistema, Uso da Rede de Transporte e Uso da Rede de Distribuição). O preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT e BTE resulta da soma da tarifa de Energia, da tarifa de Comercialização e da tarifa de Acesso às Redes, aplicáveis a cada fornecimento, a vigorar a partir de junho de 2024.

Figura 5-31 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em junho de 2024

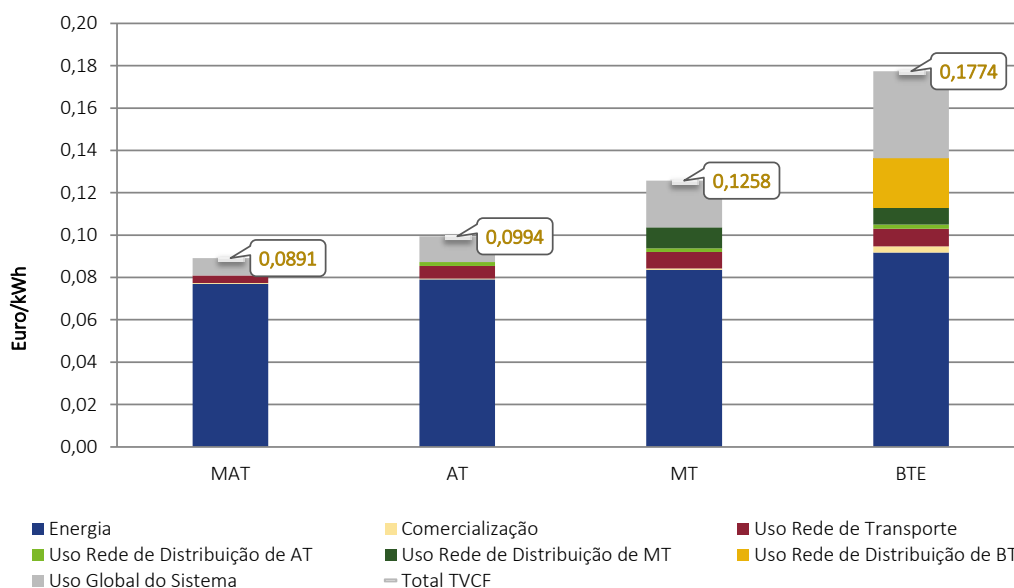
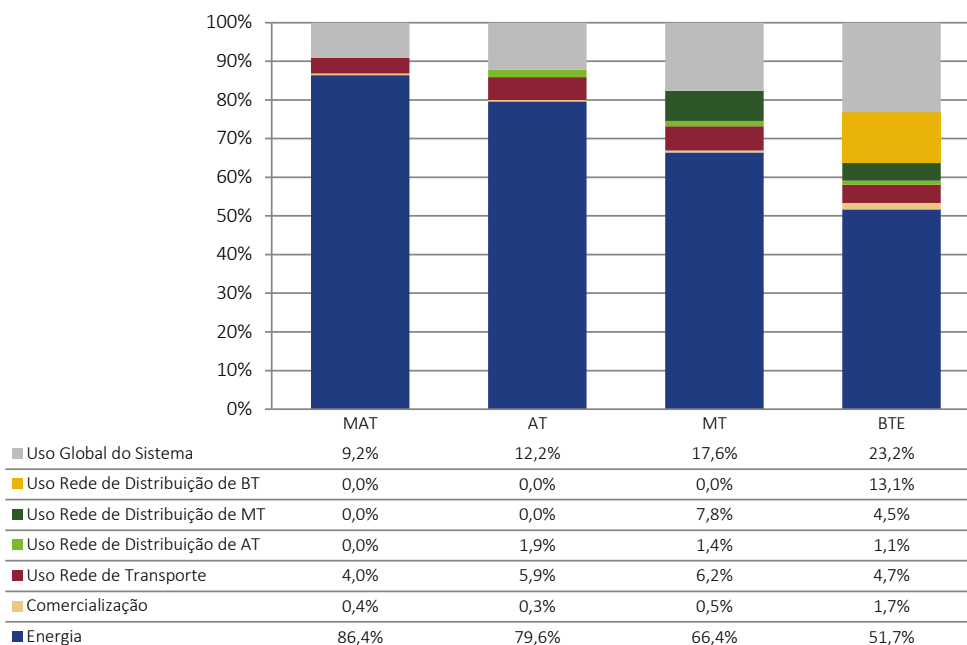


Figura 5-32- Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em junho de 2024



Na Figura 5-33 e na Figura 5-34 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição e a estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, em MAT, AT, MT

e BTE, do comercializador de último recurso, nas parcelas: (i) Energia e Fornecimento; (ii) Uso de Redes e (iii) Custos de Interesse Económico Geral, a vigorar a partir de junho de 2024.

Figura 5-33 - Preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo em junho de 2024, decomposto por parcelas

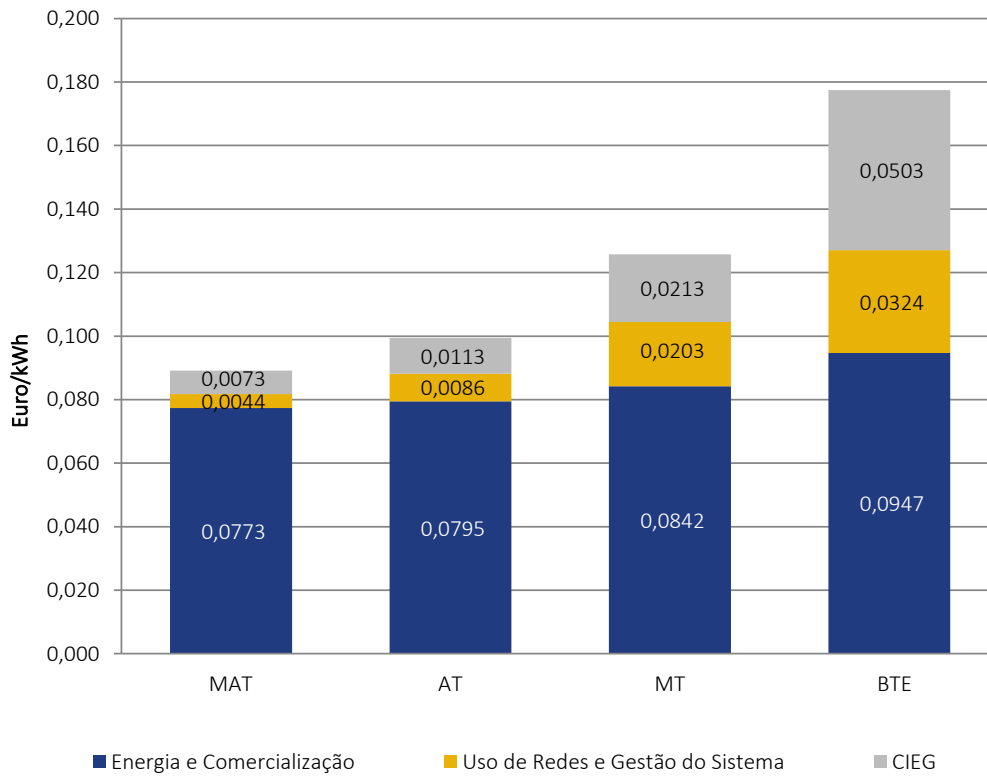
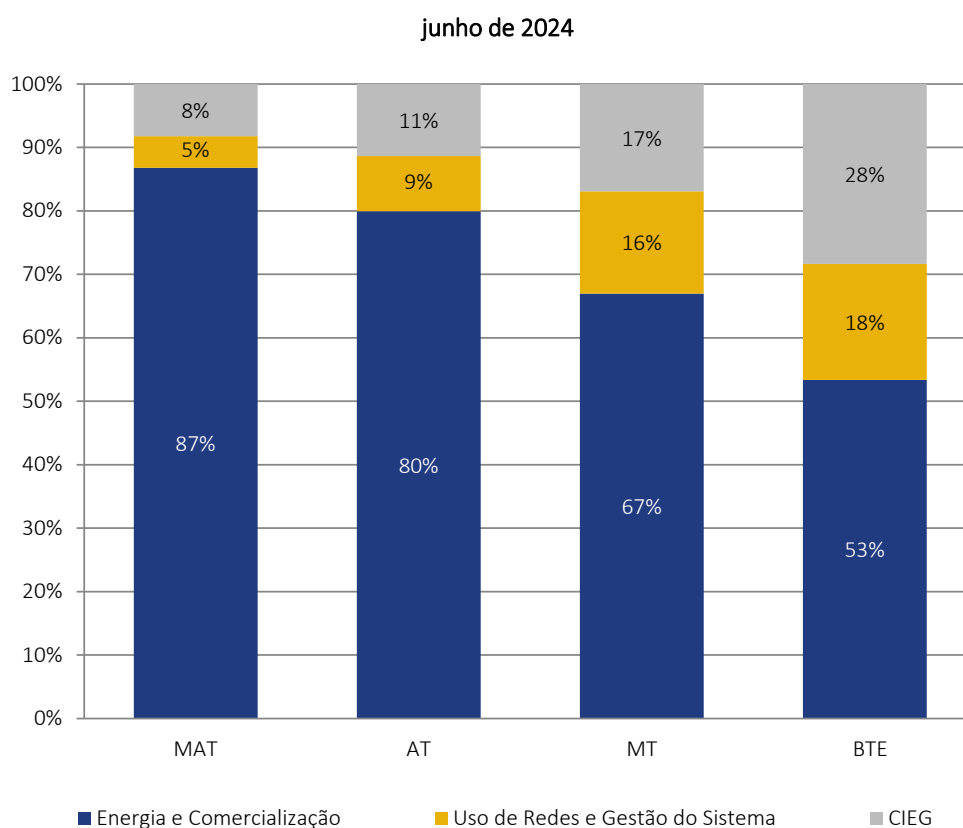


Figura 5-34 - Estrutura do preço médio das tarifas de Venda a Clientes Finais no âmbito do fornecimento supletivo, decomposto por parcelas



5.6 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAA

5.6.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE MAIO DE 2024 E JUNHO DE 2024

A partir de 1 de junho de 2024, os preços da tarifa de Venda a Clientes Finais da RAA apresentam no global uma variação tarifária de -2,3%, relativamente a maio de 2024, conforme se ilustra na Figura 5-35.

Figura 5-35 - Evolução do preço médio da tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA

Tarifa	Preço médio maio de 2024	Preço médio junho de 2024	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAA (total)	0,1744 €/kWh Receitas: 135 312 mil € Quantidades: 776 GWh	0,1704 €/kWh Receitas: 132 166 mil € Quantidades: 776 GWh	-2,3%	-2,3%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1402 €/kWh Receitas: 40 396 mil € Quantidades: 288 GWh	0,1261 €/kWh Receitas: 36 331 mil € Quantidades: 288 GWh	-10,1%	-10,1%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1811 €/kWh Receitas: 11 753 mil € Quantidades: 65 GWh	0,1760 €/kWh Receitas: 11 426 mil € Quantidades: 65 GWh	-2,8%	-2,8%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1880 €/kWh Receitas: 9 399 mil € Quantidades: 50 GWh	0,1909 €/kWh Receitas: 9 540 mil € Quantidades: 50 GWh	1,5%	1,5%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1979 €/kWh Receitas: 73 764 mil € Quantidades: 373 GWh	0,2009 €/kWh Receitas: 74 870 mil € Quantidades: 373 GWh	1,5%	1,5%	0,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Os preços médios de maio de 2024 e de junho de 2024 referem-se às receitas e quantidades anualizadas, para o total do ano 2024, do respetivo mês.

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 junho de 2024. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado, isso resultaria numa variação tarifária de +106,8% entre maio de 2024 e junho de 2024, o que compara com uma variação tarifária global de -2,3% para a RAA.

5.7 TARIFAS DE VENDA A CLIENTES FINAIS DA RAM

5.7.1 EVOLUÇÃO DO PREÇO MÉDIO ENTRE MAIO DE 2024 E JUNHO DE 2024

A partir de 1 de junho de 2024, os preços da Tarifa de Venda a Clientes Finais da RAM apresentam no global uma variação tarifária de -1,8%, relativamente a maio de 2024, conforme se ilustra na Figura 5-36.

Figura 5-36 - Evolução do preço médio da Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM

Tarifa	Preço médio maio de 2024	Preço médio junho de 2024	Variação do preço médio	Variação tarifária	Efeito consumo
Tarifa de Venda a Clientes Finais na RAM (total)	0,1782 €/kWh Receitas: 150 931 mil € Quantidades: 847 GWh	0,1750 €/kWh Receitas: 148 174 mil € Quantidades: 847 GWh	-1,8%	-1,8%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em MT	0,1383 €/kWh Receitas: 31 665 mil € Quantidades: 229 GWh	0,1239 €/kWh Receitas: 28 382 mil € Quantidades: 229 GWh	-10,4%	-10,4%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTE	0,1818 €/kWh Receitas: 25 960 mil € Quantidades: 143 GWh	0,1774 €/kWh Receitas: 25 329 mil € Quantidades: 143 GWh	-2,4%	-2,4%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN > 20,7 kVA	0,1884 €/kWh Receitas: 11 816 mil € Quantidades: 63 GWh	0,1907 €/kWh Receitas: 11 962 mil € Quantidades: 63 GWh	1,2%	1,2%	0,0%
• Tarifa de venda a clientes finais em BTN ≤ 20,7 kVA	0,1976 €/kWh Receitas: 81 489 mil € Quantidades: 412 GWh	0,2001 €/kWh Receitas: 82 501 mil € Quantidades: 412 GWh	1,2%	1,2%	0,0%

Nota: Variações tarifárias positivas (agravamentos) são identificadas a vermelho, enquanto variações tarifárias negativas (desagravamentos) são apresentadas a verde. Os preços médios de maio de 2024 e de junho de 2024 referem-se às receitas e quantidades anualizadas, para o total do ano 2024, do respetivo mês.

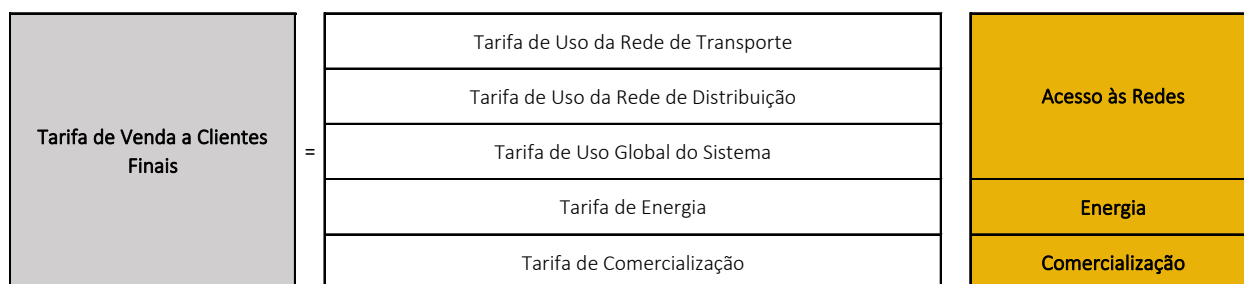
A figura anterior já inclui a aplicação do mecanismo de convergência com as tarifas aditivas de Portugal continental. Isto significa que o mecanismo de convergência resulta numa variação tarifária mais baixa para a RAM. Caso o mecanismo de convergência fosse descontinuado em junho de 2024, isso resultaria numa variação tarifária de +105,8% entre maio de 2024 e junho de 2024, o que compara com uma variação tarifária global de -1,8% para a RAM.

5.8 CONVERGÊNCIA TARIFÁRIA

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 5-37 identifica as tarifas reguladas incluídas na tarifa de Venda a Clientes Finais ⁸⁵. 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.

⁸⁵ A ilustração não considera o pagamento de taxas e impostos aplicáveis na faturação do fornecimento de eletricidade.

Figura 5-37 - Tarifas reguladas incluídas na tarifa de venda a clientes finais



Para evitar a subsidiação 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 atividade⁸⁶. A soma direta dos preços das várias tarifas reguladas aplicadas a um cliente do mercado regulado designa-se por **tarifa aditiva**.

Complementarmente, o RT estabelece **mecanismos de convergência** que visam proteger os clientes finais de variações significativas nos preços da tarifa aditiva⁸⁷. 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.

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 energia⁸⁸. 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.

⁸⁶ 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.

⁸⁷ Artigos 167.º (Portugal continental), 170.º (RAA) e 173.º (RAM) do RT do Setor Elétrico, aprovado pelo Regulamento n.º 828/2023, de 28 de julho.

⁸⁸ 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.

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 junho de 2024 foram definidas as variações máximas por preço, face aos preços em vigor em maio de 2024, indicadas no Quadro 5-1. Observa-se que para MT e BTE definiu-se a variação máxima por preço superior à variação tarifária média entre maio e junho de 2024, enquanto que para BTN definiu-se a variação máxima por preço igual à variação tarifária média ⁸⁹. 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.

Nas regiões autónomas assumiram-se variações tarifárias médias diferenciadas por nível de tensão e tipo de fornecimento.

⁸⁹ Os valores de variação máxima em MT e BTE foram determinados de forma a permitir a aditividade plena no preço de potência contratada, uma vez que nesses níveis de fornecimento a variável tem, em média, um peso inferior quando comparado com os fornecimentos em BTN, para além de acontecer num contexto de redução tarifária média nesses níveis. Adicionalmente, estas variações máximas asseguram que os preços de potência contratada das tarifas de Venda a Clientes Finais sejam superiores aos preços de potência contratada das respetivas tarifas de Acesso às Redes.

Quadro 5-1 - Variação máxima por preço nos mecanismos de convergência

Região	Nível	Variação tarifária média Jun 2024 / Mai 2024	Variação máxima por preço Jun 2024 / Mai 2024
Portugal continental	BTN	-0,1%	-0,1%
Região Autónoma dos Açores	MT	-10,1%	30,0%
	BTE	-2,8%	29,0%
	BTN	1,5%	1,5%
Região Autónoma da Madeira	MT	-10,4%	30,0%
	BTE	-2,4%	32,0%
	BTN	1,2%	1,2%

A **convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira** designa o processo gradual com que os preços unitários das 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 tarifária⁹⁰, o qual é repercutido anualmente na tarifa de Uso Global do Sistema, aplicando-se a todos os clientes em território nacional.

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

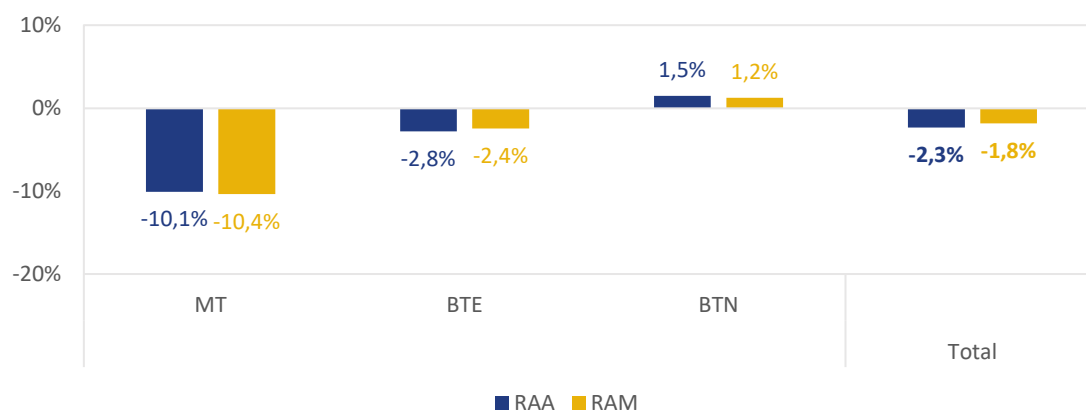
⁹⁰ Este custo também é designado por diferencial de custo das Regiões Autónomas.

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 entre maio de 2024 e junho de 2024, incluindo a discriminação pelos níveis de MT, BTE e BTN, encontram-se na figura seguinte.

Figura 5-38 - Variação tarifária da tarifa aditiva entre maio de 2024 e junho de 2024



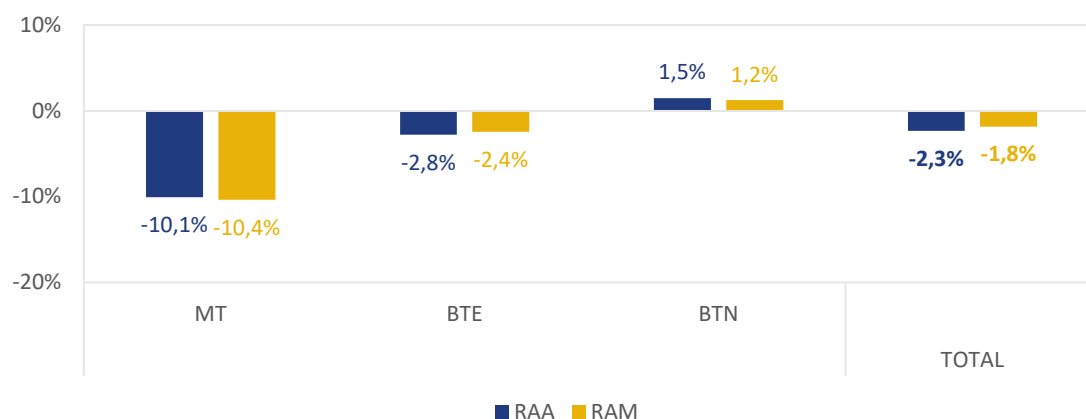
Nota: Variações tarifárias entre maio de 2024 e junho de 2024

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. É de salientar que as variações em BTN, no valor de 1,5% e 1,2% na RAA e RAM, respetivamente, são superiores à variação tarifária média da tarifa transitória em Portugal continental, num valor de -0,1%. Diferenças nas variações tarifárias entre as Regiões Autónomas e Portugal continental podem acontecer por diferenças na estrutura de consumos de cada região. No caso particular dos fornecimentos em BTN, o peso dos fornecimentos por escalão de potência contratada, bem como o peso relativo dos consumos por período horário, condicionam a variação tarifária concreta de cada região.

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 período com a TVCF do período 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 regiões autónomas é apresentada na Figura 5-39.

Figura 5-39 - Variação tarifária da tarifa de Venda a Clientes Finais entre maio de 2024 e junho de 2024



Nota: Variações tarifárias entre maio de 2024 e junho de 2024. Ver nota de rodapé ⁹¹

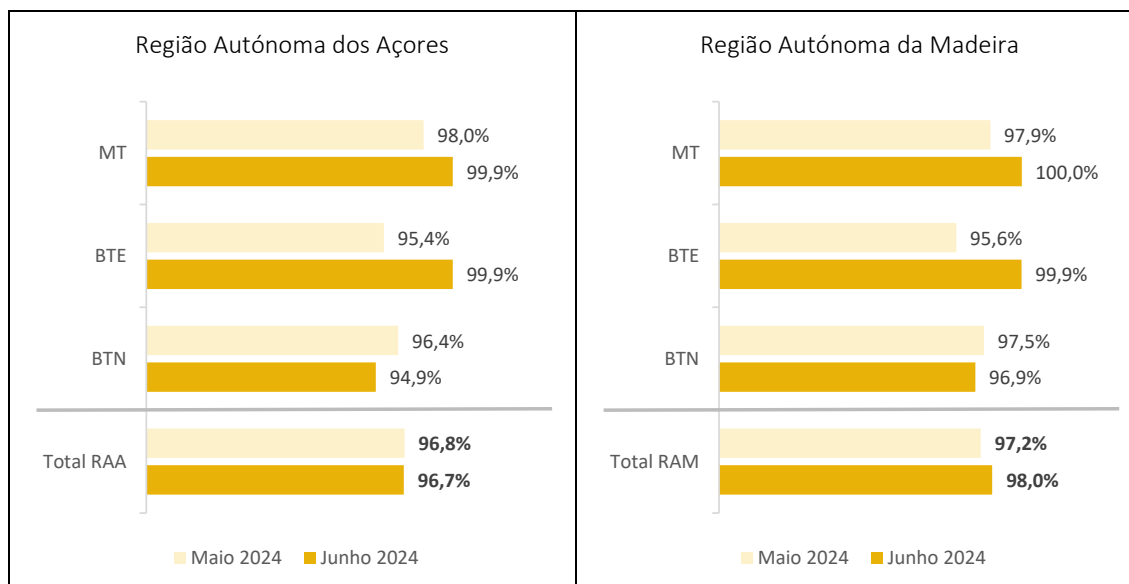
Na comparação da Figura 5-38 com a Figura 5-39, verifica-se que para a globalidade da Região RAA e da RAM e para os níveis de tensão de MT, BTE e BTN, as variações tarifárias são iguais, uma vez que continua a ser garantida a convergência em termos médios em cada um destes níveis de fornecimento, embora ainda não se verifique uma convergência preço a preço.

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

⁹¹ A variação tarifária da tarifa Aditiva, na Figura 5-38, compara as receitas que resultam dos preços da tarifa Aditiva do ano 't' com o ano 't-1', quando aplicados às quantidades do ano 't'. A variação tarifária da TVCF, na Figura 5-39, compara as receitas que resultam dos preços da TVCF do ano 't' com o ano 't-1', quando aplicados às quantidades do ano 't'. Por construção, os preços da TVCF do ano 't' e os preços da tarifa Aditiva do ano 't' recuperam o mesmo nível de receitas com as quantidades do ano 't', quando existe convergência tarifária em termos médios. Contudo, os preços da TVCF do ano 't-1' e os preços da tarifa Aditiva do ano 't-1' não recuperam necessariamente o mesmo nível de receitas com as quantidades do ano 't', embora seja de esperar que as diferenças sejam ligeiras. No caso desta fixação excepcional, na explicação anterior deve-se interpretar que o ano 't-1' corresponde a maio de 2024 e o ano 't' corresponde a junho de 2024.

referencial dos preços da tarifa Aditiva. Quanto mais próximo o indicador estiver de 100%, maior é a convergência tarifária preço-a-preço ⁹².

Figura 5-40 - Convergência tarifária preço-a-preço entre a TVCF e a tarifa Aditiva



Nota: Variações tarifárias entre maio e junho de 2024. Ver nota de rodapé 92.

No geral, constata-se que, face a maio de 2024, junho de 2024 representa uma melhoria na convergência tarifária preço-a-preço em MT e BTE e uma ligeira deterioração em BTN, tanto na Região Autónoma dos Açores como na Região Autónoma da Madeira. Contudo, em todo os níveis de fornecimento (MT, BTE e BTN) continuam a verificar-se melhorias na aditividade quando comparado com os valores de 2023 ⁹³.

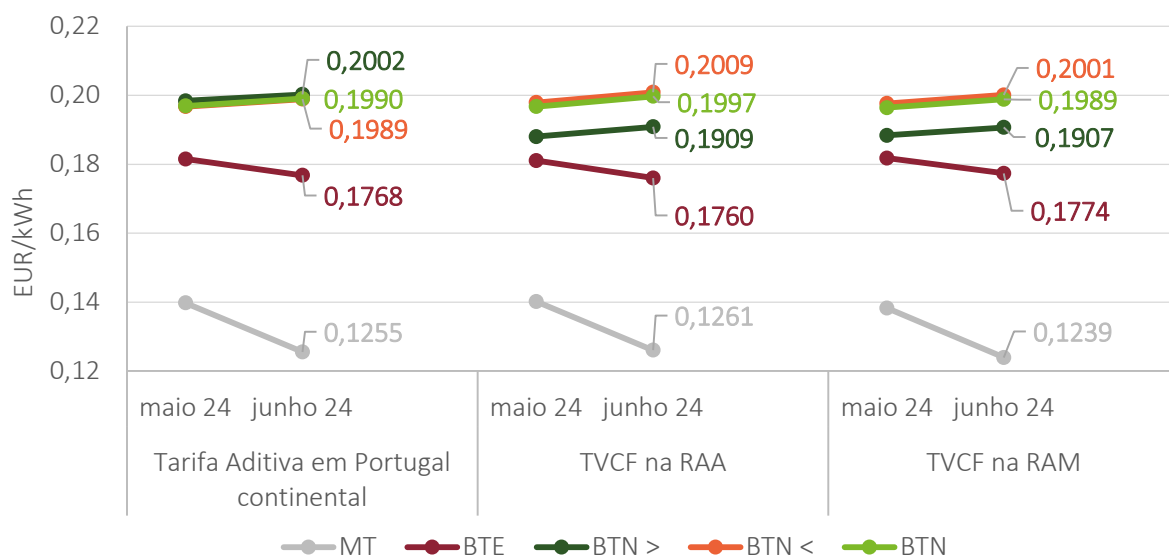
Na Figura 5-41 apresentam-se os preços médios das tarifas de Venda a Clientes Finais de Portugal continental ⁹⁴ e das tarifas de Venda a Clientes Finais da RAA e da RAM de maio e junho de 2024, em EUR/kWh. Estes preços médios são calculados com a respetiva estrutura de consumos prevista para junho de 2024. Assim, a evolução entre maio e junho de 2024 corresponde à variação tarifária em cada região.

⁹² O indicador apresentado atingirá o valor de 100% quando todos os preços da TVCF forem iguais aos respetivos preços da tarifa aditiva.

⁹³ Ver secção 5.9 do documento «Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2024», de dezembro de 2023.

⁹⁴ 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.

Figura 5-41 - Preços médios da TVCF nas Regiões Autónomas, por comparação com a tarifa Aditiva



Nota: Tarifa Aditiva em Portugal continental calculada com as quantidades dos mercados regulado e liberalizado. Variações tarifárias entre maio e junho de 2024. Ver nota de rodapé 91.

Salienta-se que os preços médios em MT e BTE revelam diminuições significativas na tarifa aditiva, aplicada às quantidades em Portugal continental. Por outro lado, observa-se um ligeiro aumento do preço médio da BTN nos seus dois níveis (BTN> e BTN<). Os preços médios da RAA e da RAM, face a Portugal continental, revelam o mesmo comportamento nos fornecimentos em todos os níveis de tensão.

De relembrar que, mesmo atingido a convergência tarifária preço-a-preço nas Regiões Autónomas, poderiam resultar, na Figura 5-41, ligeiras diferenças nos preços médios, em EUR/kWh, entre a tarifa Aditiva e as TVCF das RA devido às diferenças nas estruturas de consumo.

5.9 CUSTOS DE POLÍTICA ENERGÉTICA, DE SUSTENTABILIDADE E DE INTERESSE ECONÓMICO GERAL

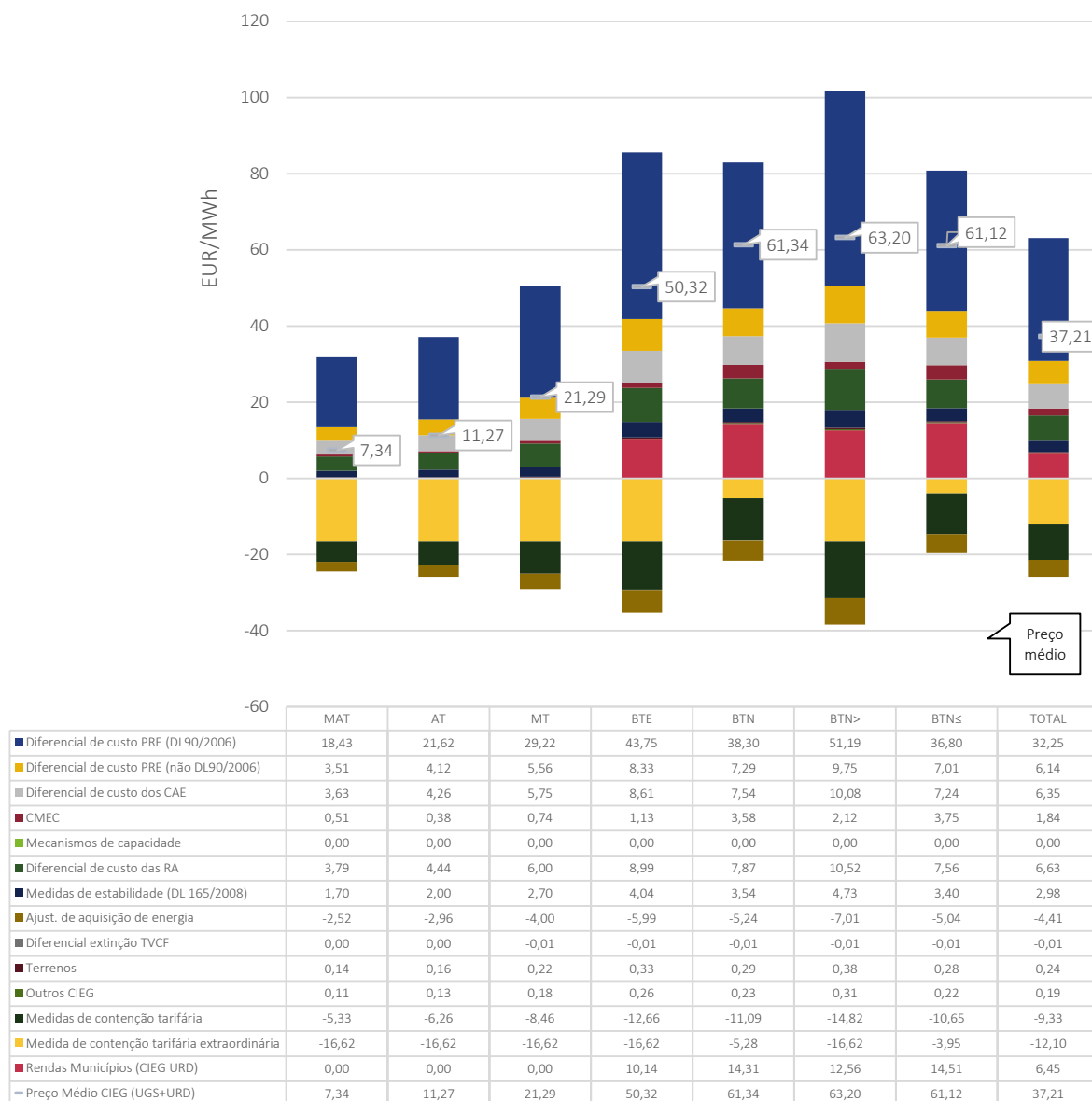
Os CIEG são recuperados através da parcela II da tarifa de Uso Global do Sistema, com a exceção das rendas em Baixa Tensão pagas aos Municípios, cuja recuperação ocorre através da tarifa de Uso da Rede de Distribuição em BT.

As variações da tarifa de Uso Global do Sistema resultam essencialmente de variações dos CIEG decorrentes da legislação em vigor. Na Figura 5-42 apresenta-se, para cada nível de tensão, a decomposição do preço médio relativo aos CIEG, nas tarifas a vigorar a partir de 1 de junho de 2024. A partir de junho de 2024, destaca-se, em particular, a existência de parcelas que assumem valores negativos, com impacto

significativo no preço médio dos CIEG, correspondendo às medidas de contenção tarifária, que decorrem de legislação, de carácter ordinário e extraordinário. De entre as parcelas com valores positivos destacam-se, o diferencial de custo da produção com remuneração garantida (PRG) ⁹⁵, o diferencial de custo dos CAE, os custos para a manutenção do equilíbrio contratual (CMEC), o diferencial de custos das RA e, para os fornecimentos em BT, as rendas pagas aos Municípios.

⁹⁵ Este diferencial de custo subdivide-se no diferencial de custo com a produção em regime especial (PRE) enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, de 24 de maio, e no diferencial de custo com a PRE não enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006.

Figura 5-42 - Preço médio dos CIEG, nas tarifas a vigorar a partir de junho de 2024, por componente

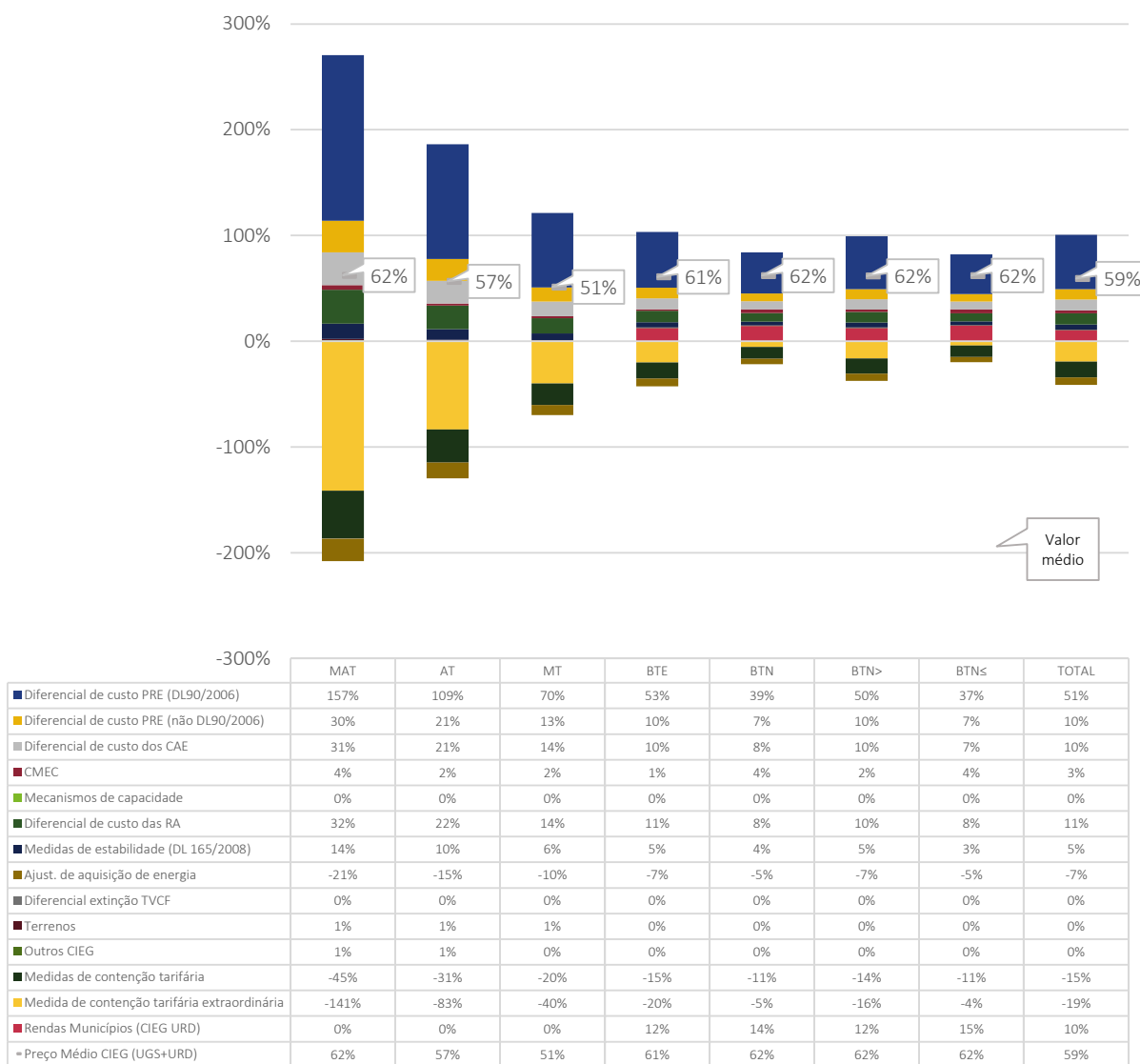


Legenda: **Diferencial de custo PRE DL 90/2006** – Diferencial de custo da produção com tarifa garantida enquadrada nos termos do Decreto-Lei n.º 90/2006, do tipo: eólica, mini-hídrica, biogás, biomassa, fotovoltaica, resíduos urbanos e energia das ondas; **Diferencial de custo PRE-não DL 90/2006** – Diferencial de custo da cogeração, da microprodução e da miniprodução; **Diferencial de custo dos CAE** – Diferencial de custo com os Contratos de Aquisição de Energia; **CMEC** – Custos para a manutenção do equilíbrio contratual; **Mecanismos de capacidade**– Parcela referente a mecanismos de capacidade, nos termos do artigo 100.º do Decreto-Lei n.º 15/2022, de 14 de janeiro; **Diferencial de custo das RA** – Diferencial de custo com a convergência tarifária das Regiões Autónomas dos Açores e da Madeira; **Medidas de estabilidade (DL 165/2008)** – Pagamento anual resultante do diferimento de custos em 2009 no âmbito da aplicação do Decreto Lei n.º 165/2008; **Ajust. de aquisição de energia** – Ajustamentos positivos ou negativos da atividade de aquisição de energia do comercializador de último recurso referentes a anos anteriores; **Diferencial extinção TVCF** – Diferencial de receitas na atividade de comercialização devido à extinção das tarifas reguladas de venda a clientes finais; **Terrenos** – Custos com a remuneração e amortização dos terrenos do domínio público hídrico; **Outros CIEG (PPEC** – Plano de Promoção da Eficiência no Consumo de Energia, Zona Piloto, aditividade e ajustamentos); **Medidas de contenção tarifária** – Conforme legislação em vigor; **Medidas de contenção tarifária extraordinária** - Despacho conjunto n.º 11035/2023, de 27 de outubro, do Ministro das Finanças e do Ministro do Ambiente e da Ação Climática; **Rendas Municípios** – Rendas de concessão da rede de distribuição em BT pagas aos municípios.

Na Figura 5-43 e na Figura 5-44, apresenta-se, para cada nível de tensão, o impacte dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes, e nos preços totais pagos pelos clientes, respetivamente, a vigorar a partir de 1 de junho de 2024.

Estima-se que, a partir de 1 de junho de 2024, os CIEG apresentem um peso médio de 59% nas tarifas de Acesso às Redes, variando entre 51% e 62%, dependendo do nível de tensão.

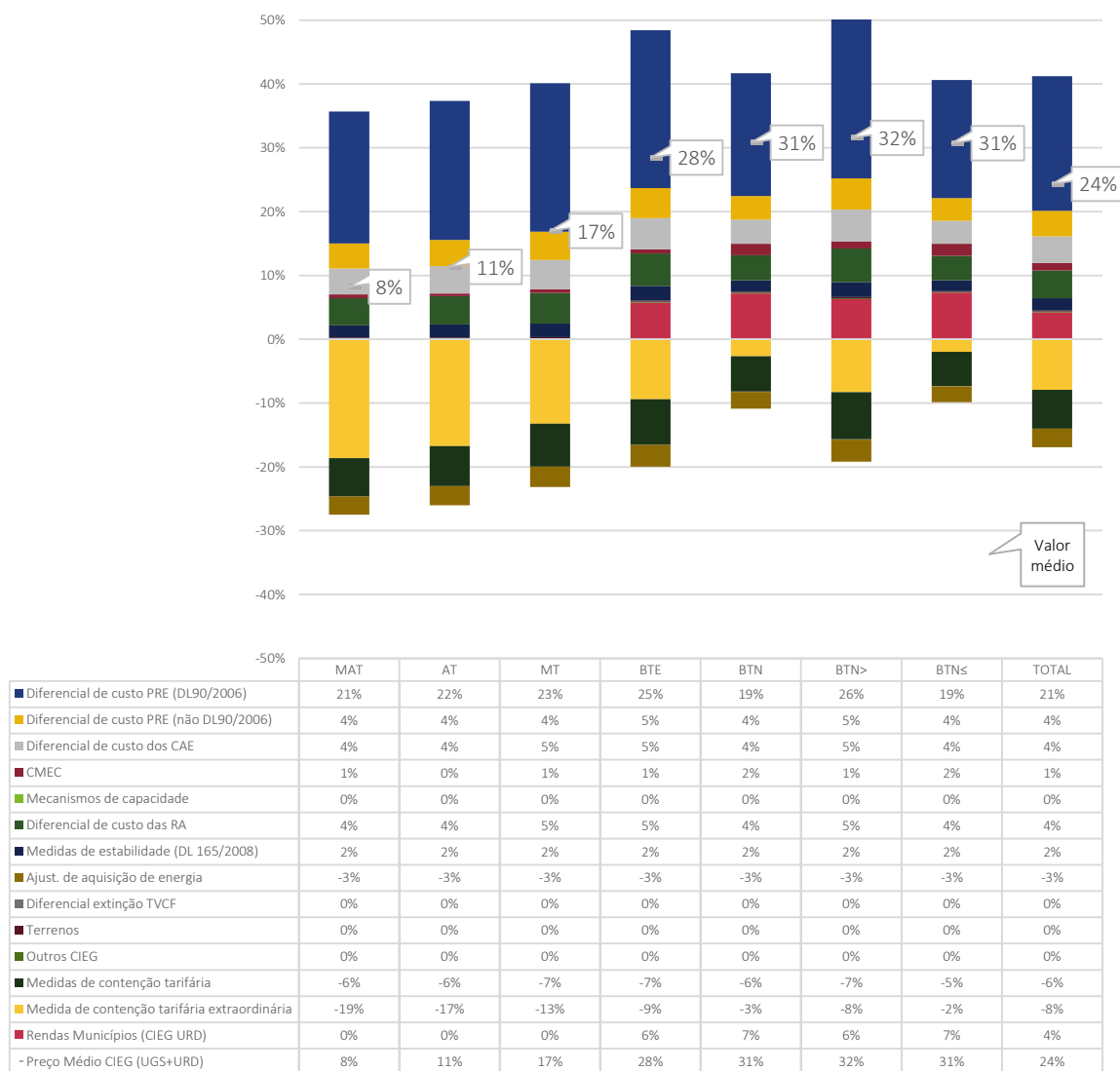
Figura 5-43 - Peso dos CIEG na tarifa de Acesso às Redes, a partir de junho de 2024



Nos preços totais pagos a partir de 1 de junho de 2024 pelos clientes, estima-se que os CIEG para MAT, AT, MT e BTE apresentem um peso de 8%, 11%, 17% e 28%, respetivamente. Na BTN, estima-se que os CIEG

apresentem um peso entre 31% e 32%. Os preços totais pagos pelos clientes equivalem ao preço médio de referência de venda a clientes finais, conforme a secção 5.3.

Figura 5-44 - Peso dos CIEG nos preços totais pagos pelos clientes, a partir de 1 de junho de 2024



Nota: Preços totais não incluem taxas e impostos.